



(11) **EP 2 630 428 B1**

(12) **FASCICULE DE BREVET EUROPEEN**

(45) Date de publication et mention
de la délivrance du brevet:
07.06.2017 Bulletin 2017/23

(51) Int Cl.:
F25J 3/02 (2006.01)

(21) Numéro de dépôt: **11785730.0**

(86) Numéro de dépôt international:
PCT/FR2011/052439

(22) Date de dépôt: **19.10.2011**

(87) Numéro de publication internationale:
WO 2012/052681 (26.04.2012 Gazette 2012/17)

(54) **PROCÉDÉ SIMPLIFIÉ DE PRODUCTION D'UN COURANT RICHE EN MÉTHANE ET D'UNE COUPE RICHE EN HYDROCARBURES EN C2+ À PARTIR D'UN COURANT DE GAZ NATUREL DE CHARGE, ET INSTALLATION ASSOCIÉE.**

VEREINFACHTES VERFAHREN ZUR ERZEUGUNG EINES METHANREICHEN STROMS UND EINER C2+KOHLENWASSERSTOFFREICHEN FRAKTION AUS EINEM ERDGASZUSTROM UND ENTSPRECHENDE ANLAGE

SIMPLIFIED METHOD FOR PRODUCING A METHANE-RICH STREAM AND A C2+ HYDROCARBON-RICH FRACTION FROM A FEED NATURAL-GAS STREAM, AND ASSOCIATED FACILITY

(84) Etats contractants désignés:
**AL AT BE BG CH CY CZ DE DK EE ES FI FR GB
GR HR HU IE IS IT LI LT LU LV MC MK MT NL NO
PL PT RO RS SE SI SK SM TR**

- **GOURIOU, Julie, Anne**
F-92000 Nanterre (FR)
- **BARTHE, Loïc, Pierre, Roger**
75018 PARIS (FR)

(30) Priorité: **20.10.2010 FR 1058573**

(74) Mandataire: **Lavoix**
2, place d'Estienne d'Orves
75441 Paris Cedex 09 (FR)

(43) Date de publication de la demande:
28.08.2013 Bulletin 2013/35

(73) Titulaire: **Technip France**
92400 Courbevoix (FR)

(56) Documents cités:
US-A- 2 601 599 US-A- 3 213 631
US-A- 4 687 499 US-A- 5 600 969
US-A1- 2004 159 122 US-A1- 2008 190 136

(72) Inventeurs:
• **THIEBAULT, Sandra, Armelle, Karen**
60580 COYE-LA-FORET (FR)
• **GAHIER, Vanessa, Marie, Stéphanie**
F-95280 Jouy Le Moutier (FR)

- **LOÏC BARTHE ET AL: "ETHANE RECOVERY PROCESSES EVOLVE TO MEET MARKET NEEDS", 24TH WORLD GAS CONFERENCE,, 6 octobre 2009 (2009-10-06), pages 1-11, XP007917204,**

Il est rappelé que: Dans un délai de neuf mois à compter de la publication de la mention de la délivrance du brevet européen au Bulletin européen des brevets, toute personne peut faire opposition à ce brevet auprès de l'Office européen des brevets, conformément au règlement d'exécution. L'opposition n'est réputée formée qu'après le paiement de la taxe d'opposition. (Art. 99(1) Convention sur le brevet européen).

Description

[0001] La présente invention concerne un procédé et une installation de production d'un courant riche en méthane et d'une coupe riche en hydrocarbures en C_2^+ à partir d'un courant de gaz naturel de charge déshydraté, le procédé et l'installation étant selon le préambule des revendications 1 et 14 respectivement.

[0002] Un tel procédé est destiné à être mis en oeuvre pour la construction de nouvelles unités de production d'un courant riche en méthane et d'une coupe d'hydrocarbures en C_2^+ à partir d'un gaz naturel de charge, ou pour la modification d'unités existantes, notamment dans le cas où le gaz naturel de charge présente une teneur élevée en éthane, en propane, et en butane.

[0003] Un tel procédé s'applique également dans le cas où il est difficile de mettre en oeuvre une réfrigération du gaz naturel de charge à l'aide d'un cycle extérieur de réfrigération au propane, ou dans le cas où l'installation d'un tel cycle serait trop coûteuse ou trop dangereuse, comme par exemple dans les usines flottantes, ou dans les régions urbaines.

[0004] Un tel procédé est particulièrement avantageux lorsque l'unité de fractionnement de la coupe d'hydrocarbures en C_2^+ qui produit le propane destiné à être utilisé dans les cycles de réfrigération est trop éloignée de l'unité de récupération de cette coupe d'hydrocarbures en C_2^+ .

[0005] La séparation de la coupe d'hydrocarbures en C_2^+ à partir d'un gaz naturel extrait du sous-sol permet de satisfaire à la fois à des impératifs économiques et à des impératifs techniques.

[0006] En effet, la coupe d'hydrocarbures en C_2^+ récupérée à partir du gaz naturel est avantageusement utilisée pour produire de l'éthane et des liquides qui constituent des matières premières en pétrochimie. En outre, il est possible de produire à partir d'une coupe d'hydrocarbures en C_2^+ des coupes d'hydrocarbures en C_5^+ qui sont utilisées dans les raffineries de pétrole. Tous ces produits peuvent être valorisés économiquement et contribuer à la rentabilité de l'installation.

[0007] Techniquement, les exigences du gaz naturel commercialisé en réseau incluent, dans certains cas, une spécification au niveau du pouvoir calorifique qui doit être relativement bas.

[0008] Des procédés de production de coupe d'hydrocarbures en C_2^+ comprennent généralement une étape de distillation, après refroidissement du gaz naturel de charge, pour former un courant de tête riche en méthane et un courant de pied riche en hydrocarbures en C_2^+ .

[0009] Pour améliorer la sélectivité du procédé, il est connu de prélever une partie du courant riche en méthane produit en tête de la colonne, après compression, et de le réintroduire, après un refroidissement, en tête de colonne, pour constituer un reflux de cette colonne. Un tel procédé est par exemple décrit dans US 2008/0190136 ou dans US 6 578 379.

[0010] De tels procédés permettent d'obtenir une récupération d'éthane supérieure à 95% et dans le dernier cas, même supérieure à 99%.

[0011] Un tel procédé ne donne cependant pas entière satisfaction lorsque le gaz naturel de charge est très riche en hydrocarbures lourds, et notamment en éthane, en propane, et en butane, et lorsque la température d'entrée du gaz naturel de charge est relativement élevée.

[0012] Dans ces cas, la quantité de réfrigération à fournir est élevée, ce qui nécessite l'ajout d'un cycle additionnel de réfrigération si l'on souhaite maintenir une bonne sélectivité. Un tel cycle est consommateur en énergie. En outre, dans certaines installations, notamment flottantes, il n'est pas possible de mettre en oeuvre de tels cycles de réfrigération.

[0013] US 2004/0159122 décrit un procédé et une installation selon le préambule des revendications 1 et 14 respectivement.

[0014] Un but de l'invention est donc d'obtenir un procédé de récupération des hydrocarbures en C_2^+ qui soit extrêmement efficace et très sélectif, même lorsque la teneur dans le gaz naturel de charge de ces hydrocarbures en C_2^+ augmente significativement.

[0015] A cet effet, l'invention a pour objet un procédé selon la revendication 1.

[0016] Le procédé selon l'invention peut comprendre l'une ou plusieurs des caractéristiques des revendications 2 à 13 ou des caractéristiques suivantes, prise(s) isolément ou suivant toute(s) combinaison(s) techniquement possible(s) :

- le courant de pied riche en hydrocarbures en C_2^+ est pompé et est réchauffé par échange thermique à contre courant d'au moins une partie du courant de gaz naturel de charge, avantageusement jusqu'à une température inférieure ou égale à la température du courant de gaz naturel de charge avant son passage dans le premier échangeur thermique ;
- la pression du courant riche en hydrocarbures en C_2^+ après pompage est choisie pour maintenir le courant riche en hydrocarbures en C_2^+ après réchauffement dans le premier échangeur thermique, sous forme liquide ;
- le débit molaire du deuxième courant de recirculation est supérieur à 10% du débit molaire du courant de gaz naturel de charge ;
- la température du deuxième courant de recirculation est sensiblement égale à la température du courant de gaz naturel refroidi introduit dans le ballon séparateur ;
- la pression du troisième courant de recirculation est inférieure à la pression du courant de gaz naturel de charge et

est supérieure à la pression de la colonne de séparation ;

- le débit molaire du troisième courant de recirculation est supérieur à 10% du débit molaire du courant de gaz naturel de charge ;
- le débit molaire du courant de prélèvement est supérieur à 4%, avantageusement à 10% du débit molaire du courant de gaz naturel de charge ;
- la température du courant de prélèvement, après passage dans le troisième échangeur thermique est inférieure à celle du courant de gaz naturel de charge refroidi alimentant le ballon séparateur ;
- le débit molaire du courant de dérivation secondaire est supérieur à 10% du débit molaire du courant de gaz naturel de charge ;
- le débit molaire du courant de refroidissement secondaire est supérieur à 10% du débit molaire du courant de gaz naturel de charge ;
- la pression du courant de refroidissement secondaire détendu est supérieure à 15 bars ;
- le rapport entre le débit d'éthane contenu dans la coupe riche en hydrocarbures en C_2^+ et le débit d'éthane contenu dans le gaz naturel de charge est supérieur à 0,98 ;
- le rapport entre le débit d'hydrocarbures en C_3^+ contenu dans la coupe riche en hydrocarbures en C_2^+ et le débit d'hydrocarbures en C_3^+ contenu dans le gaz naturel de charge est supérieur à 0,998.

[0017] L'invention a également pour objet une installation de production d'un courant riche en méthane et d'une coupe riche en hydrocarbures en C_2^+ à partir d'un courant de gaz naturel de charge déshydraté, composé d'hydrocarbures, d'azote et de CO_2 , et présentant avantageusement une teneur molaire en hydrocarbures en C_2^+ supérieure à 10 %, selon la revendication 14.

[0018] Dans un autre mode de réalisation, les moyens de formation du flux d'alimentation de turbine comportent des moyens de division de la fraction légère en le flux d'alimentation de turbine et en un flux secondaire, l'installation comprenant des moyens de passage du flux secondaire dans le deuxième échangeur thermique pour le refroidir et des moyens d'introduction du flux secondaire refroidi dans une partie haute de la colonne de séparation.

[0019] Par «température ambiante», on entend dans ce qui suit la température de l'atmosphère gazeuse qui règne dans l'installation dans laquelle le procédé selon l'invention est mis en oeuvre. Cette température est généralement comprise entre $-40^\circ C$ et $60^\circ C$.

[0020] L'invention sera mieux comprise à la lecture de la description qui va suivre, donnée uniquement à titre d'exemple, et faite en se référant aux dessins annexés, sur lesquels :

- la figure 1 est un schéma synoptique d'une première installation selon l'invention, pour la mise en oeuvre d'un premier procédé selon l'invention ;
- la figure 2 est une vue analogue à la figure 1 d'une variante de l'installation de la figure 1 ;
- la figure 3 est une vue analogue à la figure 1 d'une deuxième installation selon l'invention, pour la mise en oeuvre d'un deuxième procédé selon l'invention ;
- la figure 4 est une vue analogue à la figure 1 d'une troisième installation selon l'invention, pour la mise en oeuvre d'un troisième procédé selon l'invention ;
- la figure 5 est une vue analogue à la figure 1 d'une quatrième installation selon l'invention, pour la mise en oeuvre d'un quatrième procédé selon l'invention ;
- la figure 6 est une vue analogue à la figure 1 d'une cinquième installation selon l'invention, pour la mise en oeuvre d'un cinquième procédé selon l'invention ;
- la figure 7 est une vue analogue à la figure 1 d'une sixième installation selon l'invention, pour la mise en oeuvre d'un sixième procédé selon l'invention ;
- la figure 8 est une vue analogue à la figure 1 d'une septième installation selon l'invention, pour la mise en oeuvre d'un septième procédé selon l'invention.

[0021] La figure 1 illustre une première installation 10 de production d'un courant 12 riche en méthane et d'une coupe 14 riche en hydrocarbures en C_2^+ selon l'invention, à partir d'un gaz naturel de charge 15. Cette installation 10 est destinée à la mise en oeuvre d'un premier procédé selon l'invention.

[0022] Le procédé et l'installation 10 s'appliquent avantageusement dans le cas de la construction d'une nouvelle unité de récupération de méthane et d'éthane.

[0023] L'installation 10 comprend, d'amont en aval, un premier échangeur thermique 16, un ballon séparateur 18, une première turbine de détente 22 et un deuxième échangeur thermique 24.

[0024] L'installation 10 comprend en outre une colonne de séparation 26 et, en aval de la colonne 26, un premier compresseur 28 accouplé à la première turbine de détente 22, un premier refroidisseur à air 30, un deuxième compresseur 32 et un deuxième refroidisseur à air 34. L'installation 10 comprend en outre une pompe 36 de fond de colonne.

[0025] Dans l'exemple représenté sur la Figure 1, l'installation 10 comporte en outre une deuxième turbine de détente

132 et un troisième compresseur 134.

[0026] Dans tout ce qui suit, on désignera par les mêmes références un courant circulant dans une conduite, et la conduite qui le transporte. En outre, sauf indications contraires, les pourcentages cités sont des pourcentages molaires et les pressions sont données en bars absolus.

[0027] En outre, pour les simulations numériques, le rendement de chaque compresseur est de 82 % polytropique et le rendement de chaque turbine est de 85 % adiabatique.

[0028] Un premier procédé de production selon l'invention, mis en oeuvre dans l'installation 10 va maintenant être décrit.

[0029] Le gaz naturel de charge 15 est, dans cet exemple, un gaz naturel déshydraté et décarbonaté comprenant en moles 0,3499 % d'azote, 80,0305 % de méthane, 11,3333 % d'éthane, 3,6000 % de propane, 1,6366 % de i-butane, 2,0000 % de n-butane, 0,2399 % de i-pentane, 0,1899 % de n-pentane, 0,1899 % de n-hexane, 0,1000 % de n-heptane, 0,0300 % de n-octane et 0,3000 % de dioxyde de carbone.

[0030] Le gaz naturel de charge 15 comprend donc plus généralement en mole, entre 10 % et 25 % d'hydrocarbures en C_2^+ à récupérer et entre 74 % et 89 % de méthane. La teneur en hydrocarbures en C_2^+ est avantageusement supérieure à 15 %.

[0031] Par gaz décarbonaté, on entend un gaz dont la teneur en dioxyde de carbone est abaissée de façon à éviter la cristallisation du dioxyde de carbone, cette teneur étant généralement inférieure à 1 % molaire.

[0032] Par gaz déshydraté, on entend un gaz dont la teneur en eau est la plus basse possible et notamment inférieure à 1 ppm.

[0033] En outre, la teneur en sulfure d'hydrogène du gaz naturel de charge 15 est préférentiellement inférieure à 10 ppm et la teneur en composés soufrés de type mercaptans est préférentiellement inférieure à 30 ppm.

[0034] Le gaz naturel de charge présente une pression supérieure à 40 bars et notamment sensiblement égale à 62 bars. Il présente en outre une température voisine de la température ambiante et notamment égale à 40°C. Le débit du courant de gaz naturel de charge 15 est, dans cet exemple, de 15000 kgmol/h.

[0035] Le courant de gaz naturel de charge 15 est tout d'abord introduit dans le premier échangeur thermique 16 où il est refroidi et partiellement condensé à une température supérieure à - 50°C et notamment sensiblement égale à -24,5°C pour donner un courant de gaz naturel de charge refroidi 40 qui est introduit dans sa totalité dans le ballon séparateur 18.

[0036] Dans le ballon séparateur 18, le courant de gaz naturel de charge refroidi 40 est séparé en une fraction légère 42 gazeuse et en une fraction lourde liquide 44.

[0037] Le rapport du débit molaire de la fraction légère 42 au débit molaire de la fraction lourde 44 est généralement compris entre 4 et 10.

[0038] Puis, la fraction légère 42 est séparée en un flux 46 d'alimentation de la première turbine de détente et en un flux 48 secondaire qui est introduit successivement dans l'échangeur thermique 24 et dans une première vanne de détente statique 50 pour former un flux secondaire détendu refroidi et au moins partiellement liquéfié 52.

[0039] Le flux secondaire détendu refroidi 52 est introduit à un niveau supérieur N1 de la colonne de séparation 26 correspondant dans cet exemple au cinquième étage depuis le haut de la colonne 26.

[0040] Le débit du flux secondaire 48 représente moins de 40 % du débit de la fraction légère 42.

[0041] La pression du flux secondaire 52, après sa détente dans la vanne 50, est inférieure à 20 bars et notamment égale à 16 bars. Cette pression correspond sensiblement à la pression de la colonne 26 qui est plus généralement supérieure à 15 bars, avantageusement comprise entre 15 bars et 25 bars.

[0042] Le flux secondaire détendu refroidi 52 comprend une teneur molaire en éthane supérieure à 5 % et notamment sensiblement égale à 9.5 % molaire d'éthane.

[0043] La fraction lourde 44 est dirigée vers une vanne de détente 66 qui s'ouvre en fonction du niveau de liquide dans le ballon séparateur 18.

[0044] La totalité de la fraction lourde 44 est introduite dans la colonne 26, sans entrer en relation d'échange thermique avec le gaz de charge 15, en particulier, en amont du ballon 18. La fraction lourde 44 ne passe pas par le premier échangeur thermique 16.

[0045] Avantageusement, la fraction lourde 44 n'est non plus pas séparée entre le ballon 18 et la colonne 26.

[0046] La fraction de pied 44, après avoir été détendue à la pression de la colonne 26, est ensuite introduite à un niveau N3 de la colonne situé sous le niveau N1, situé avantageusement au douzième étage de la colonne 26 en partant de la tête.

[0047] Un courant de rebouillage supérieur 70 est prélevé à un niveau de fond N4 de la colonne 26 situé sous le niveau N3 et correspondant au treizième étage en partant de la tête de la colonne 26. Ce courant de rebouillage est disponible à une température supérieure à -55°C, dans cet exemple à -53°C, et est passé dans le premier échangeur thermique 16 pour y être partiellement vaporisé et échanger une puissance thermique d'environ 2710 kW avec les autres courants circulant dans l'échangeur 16.

[0048] Ce courant de rebouillage liquide partiellement vaporisé est réchauffé à une température supérieure à -40°C et notamment égale à - 35.1 °C et envoyé au niveau N5 situé juste au dessous du niveau N4, et correspondant au

quatorzième étage de la colonne 26 depuis la tête.

[0049] Un deuxième courant de rebouillage 72 intermédiaire est collecté à un niveau N6 situé sous le niveau N5 et correspondant au dix-septième étage en partant de la tête de la colonne 26. Ce deuxième courant de rebouillage 72 est prélevé à une température supérieure à -25°C, notamment à -21,4°C pour être envoyé dans le premier échangeur 16 et échanger une puissance thermique d'environ 1500 kW avec les autres courants circulant dans cet échangeur 16.

[0050] Le courant de rebouillage liquide partiellement vaporisé issu de l'échangeur 16 est alors réintroduit à une température supérieure à -20°C et notamment égale à -13,7°C à un niveau N7 situé juste au dessous du niveau N6 et notamment au dix-huitième étage en partant de la tête de la colonne 26.

[0051] En outre, un troisième courant de rebouillage inférieur 74 est prélevé au voisinage du fond de la colonne 26 à une température supérieure à -10°C et notamment sensiblement égale à -3,3°C à un niveau N8 situé avantageusement au vingt-et-unième étage en partant de la tête de la colonne 26.

[0052] Le courant de rebouillage inférieur 74 est amené jusqu'au premier échangeur thermique 16 où il est réchauffé jusqu'à une température supérieure à 0°C et notamment égale à 3,2°C avant d'être renvoyé à un niveau N9 correspondant au vingt-deuxième étage en partant du haut de la colonne 26. Ce courant de rebouillage échange une puissance thermique d'environ 2840 kW avec les autres courants circulant dans l'échangeur 16.

[0053] Un courant 80 riche en hydrocarbures en C_2^+ est prélevé dans le fond de la colonne 26 à une température supérieure à -5°C et notamment égale à 3,2°C. Ce courant comprend moins de 1 % de méthane et plus de 98 % d'hydrocarbures en C_2^+ . Il contient plus de 99% des hydrocarbures en C_2^+ du courant de gaz naturel de charge 15.

[0054] Dans l'exemple représenté, le courant 80 contient en mole, 0,52 % de méthane, 57,80 % d'éthane, 18,5 % de propane, 8,4 % de i-butane, 10,30 % de n-butane, 1,23 % de i-pentane, 0,98 % de n-pentane, 0,98 % de n-hexane, 0,51 % de n-heptane, 0,15 % de n-octane, 0,54 % de dioxyde de carbone, 0% d'azote.

[0055] Ce courant liquide 80 est pompé dans la pompe de fond de colonne 36 puis est introduit dans le premier échangeur thermique 16 pour y être réchauffé jusqu'à une température supérieure à 25°C tout en restant liquide. Il produit ainsi la coupe 14 riche en hydrocarbures en C_2^+ à une pression supérieure à 25 bars et notamment égale à 31.2 bars, avantageusement à 38 °C.

[0056] Un courant de tête 82 riche en méthane est produit en tête de la colonne 26. Ce courant de tête 82 comprend une teneur molaire supérieure à 99.1 % en méthane et une teneur molaire inférieure à 0.15 % en éthane. Il contient plus de 99.8 % du méthane contenu dans le gaz naturel de charge 15.

[0057] Le courant de tête riche en méthane 82 est successivement réchauffé dans le deuxième échangeur thermique 24, puis dans le premier échangeur thermique 16 pour donner un courant de tête riche en méthane 84 réchauffé à une température inférieure à 40°C et notamment égale à 30,8°C.

[0058] Dans cet exemple, une première partie du courant 84 est comprimée une première fois dans le premier compresseur 28, puis est refroidie dans le premier réfrigérant à air 30.

[0059] Le courant obtenu est ensuite comprimé une deuxième fois dans le deuxième compresseur 32 et est refroidi dans le deuxième réfrigérant à air 34, pour donner un courant de tête riche en méthane comprimé 86.

[0060] La température du courant comprimé 86 est sensiblement égale à 40°C et sa pression est supérieure à 60 bars et notamment sensiblement égale à 63,1 bars.

[0061] Le courant comprimé 86 est ensuite séparé en un courant riche en méthane 12 produit par l'installation 10, et en un premier courant de recirculation 88.

[0062] Le rapport du débit molaire du courant riche en méthane 12 par rapport au débit molaire du premier courant de recirculation est supérieur à 1 et est notamment compris entre 1 et 20.

[0063] Le courant 12 comporte une teneur en méthane supérieure à 99,0 %. Dans cet exemple, il est composé de 99,18% molaire de méthane, 0,14% molaire d'éthane, 0,43% molaire d'azote et 0,24% molaire de dioxyde de carbone. Ce courant 12 est ensuite envoyé dans un gazoduc.

[0064] Le premier courant de recirculation 88 riche en méthane est ensuite dirigé vers le premier échangeur thermique 16 pour donner le premier courant de recirculation refroidi 90 à une température inférieure à -30°C et notamment égale à -45°C.

[0065] Une première partie 92 du premier courant de recirculation refroidi 90 est ensuite introduite dans le deuxième échangeur 24 pour y être liquéfiée avant de passer par la vanne de contrôle de débit 95. Le courant ainsi obtenu forme une première partie 94 refroidie et au moins partiellement liquéfiée introduite à un niveau N10 de la colonne 26 situé au-dessus du niveau N1, notamment au premier étage de cette colonne depuis la tête. La température de la première partie refroidie 94 est supérieure à -120°C et notamment égale à -113,8°C. Sa pression, après passage dans la vanne 95 est sensiblement égale à la pression de la colonne 26.

[0066] Selon l'invention, une deuxième partie 96 du premier courant de recirculation refroidi 90 est prélevée pour former un deuxième courant de recirculation riche en méthane.

[0067] Cette deuxième partie 96 est détendue dans une vanne de détente 98 avant d'être mélangée au flux d'alimentation de turbine 46 pour former un flux 100 d'alimentation de la première turbine de détente 22 destiné à être détendu dynamiquement dans cette turbine 22 pour produire des frigories.

EP 2 630 428 B1

[0068] Le flux d'alimentation 100 est détendu dans la turbine 22 pour former un flux détendu 102 qui est introduit dans la colonne 26 à un niveau N11 situé entre le niveau N1 et le niveau N3, notamment au dixième étage en partant de la tête de la colonne à une pression sensiblement égale à 16 bars.

[0069] L'expansion dynamique du flux 100 dans la turbine 22 permet de récupérer 3732 kW d'énergie qui proviennent pour une fraction supérieure à 50 % et notamment égale à 99.5 % du flux d'alimentation de turbine 46 et pour une fraction inférieure à 50 % et notamment égale à 0.5% du deuxième courant de recirculation.

[0070] Le flux 100 forme donc un courant de détente dynamique qui par sa détente dans la turbine 22 produit des frigories.

[0071] Dans l'exemple représenté sur la Figure 1, le procédé comprend en outre le prélèvement d'un quatrième courant de recirculation 136 dans le premier courant de recirculation 88. Ce quatrième courant de recirculation 136 est prélevé dans le premier courant de recirculation 88 en aval du deuxième compresseur 32 et en amont du passage du premier courant de recirculation 88 dans le premier échangeur 16 et dans le deuxième échangeur 24.

[0072] Le débit molaire du quatrième courant de recirculation 136 représente moins de 80 % du débit molaire du premier courant de recirculation 88 prélevé à la sortie du deuxième compresseur 32.

[0073] Le quatrième courant de recirculation 136 est ensuite amené jusqu'à la deuxième turbine de détente dynamique 132 pour être détendu à une pression inférieure à la pression de la colonne de séparation 26 et notamment égale à 15,4 bars et produire des frigories. La température du quatrième courant de recirculation refroidi 138 issu de la turbine 132 est ainsi inférieure à - 30°C et notamment sensiblement égale à - 43,1 °C.

[0074] Le quatrième courant de recirculation refroidi 138 est ensuite réintroduit dans le courant de tête riche en méthane 82 entre la sortie du deuxième échangeur 24 et l'entrée du premier échangeur 16. Ainsi, les frigories engendrées par la détente dynamique dans la turbine 132 sont transmises par échange thermique dans le premier échangeur 16 au courant de gaz naturel de charge 15. Cette détente dynamique permet de récupérer 2677 kW d'énergie.

[0075] En outre, une fraction de recompression 140 est prélevée dans le courant de tête riche en méthane réchauffé 84 entre la sortie du premier échangeur 16 et l'entrée du premier compresseur 28. Cette fraction de recompression 140 est introduite dans le troisième compresseur 134 accouplé à la deuxième turbine 132 pour être comprimée jusqu'à une pression inférieure à 30 bars et notamment égale à 22.6 bars et une température d'environ 68.2°C

[0076] La fraction de recompression comprimée 142 est réintroduite dans le courant riche en méthane refroidi entre la sortie du premier compresseur 28 et l'entrée du premier refroidisseur à air 30.

[0077] Le débit molaire de la fraction de recompression 140 est supérieur à 20% du débit molaire du courant de gaz de charge 15.

[0078] Par rapport à une installation dans laquelle la totalité du premier courant de recirculation 90 est réinjectée dans la colonne 26, le procédé selon l'invention permet d'obtenir une récupération en éthane identique, supérieure ou égale à 99%, tout en diminuant notablement la puissance à fournir par le deuxième compresseur 32 de 19993 kW à 18063 kW.

[0079] L'amélioration du rendement de l'installation est illustrée par le tableau 1 ci-après.

TABLEAU 1

Récupération d'éthane	Débit du courant 136 recyclé à la turbine 132	Puissance du compresseur 32	Pression de la colonne 26
% mole	kgmol/h	kW	bars
99,00	0	19993	14.20
99,00	1000	19268	14.65
99,00	2000	18697	15.00
99,00	3000	18283	15.40
99,00	4000	18063	15.90

[0080] Des exemples de température, de pression et de débit molaire des différents courants sont donnés dans le tableau 2 ci-dessous.

TABLEAU 2

Courant	Température (°C)	Pression (bars)	Débit (kgmoles/h)
12	40.0	63,1	12088
14	38.0	31,2	2912

EP 2 630 428 B1

(suite)

Courant	Température (°C)	Pression (bars)	Débit (kgmoles/h)
15	40.0	62.0	15000
40	-24,5	61.0	15000
42	-24,5	61.0	12597
44	-24,5	61.0	2403
46	-24,5	61.0	8701
52	-110,2	16,1	3896
80	3,2	16,1	2912
82	-112,4	15,9	13278
84	30,8	14,9	17278
86	40.0	63,1	17278
88	40.0	63.1	5190
90	-45.0	62.6	1190
94	-113.8	16.1	1145
96	-45.0	62,6	45
100	-24.6	61.0	8746
102	-76,2	16,1	8746
138	-43,1	15,4	4000
142	68.2	22.6	7218

[0081] Dans une variante 10A de la première installation 10 illustrée sur la figure 2, l'installation est dépourvue de la deuxième turbine de détente dynamique 132 et du troisième compresseur 134 accouplé à la deuxième turbine de détente dynamique 132.

[0082] La totalité du courant de tête réchauffé 84 issu du premier échangeur thermique 16 est alors introduite dans le premier compresseur 28. De même, la totalité du premier courant de recirculation 88 est introduite dans le premier échangeur thermique 16 pour former le courant 90.

[0083] L'installation et le procédé mis en oeuvre dans cette installation 10A sont par ailleurs analogues à la première installation 10 et au premier procédé selon l'invention

[0084] Une deuxième installation 110 selon l'invention est illustrée sur la figure 3. Cette deuxième installation 110 est destinée à la mise en oeuvre d'un deuxième procédé selon l'invention.

[0085] A la différence du premier procédé selon l'invention et de sa variante représentée sur la figure 2, la deuxième partie 96 du premier courant de recirculation refroidi 90 formant le deuxième courant de recirculation est réintroduite, après détente dans la vanne de contrôle 98, en amont de la colonne 26, dans le courant de gaz naturel de charge refroidi 40, entre le premier échangeur 16 et le ballon séparateur 18.

[0086] Dans cet exemple, ce deuxième courant 96 contribue à la formation de la fraction légère 42, ainsi qu'à la formation du flux d'alimentation de la première turbine de détente 22.

[0087] Par ailleurs, dans cet exemple, le flux 100 est formé exclusivement par le flux d'alimentation 46.

[0088] Cette disposition, qui peut être appliquée à l'ensemble des procédés décrits, permet d'améliorer encore légèrement le rendement de l'installation.

[0089] Une troisième installation 120 selon l'invention est représentée sur la figure 4.

[0090] Cette troisième installation 120 est destinée à la mise en oeuvre d'un troisième procédé selon l'invention.

[0091] A la différence de la première installation 10 et de sa variante 10A, le deuxième compresseur 32 de la troisième installation 120 comprend deux étages de compression 122A, 122B et un réfrigérant à air intermédiaire 124 interposé entre les deux étages.

[0092] A la différence du premier procédé selon l'invention et de sa variante représentée sur la figure 2, le troisième procédé selon l'invention comprend, le prélèvement d'un troisième courant de recirculation 126 dans le courant de tête riche en méthane réchauffé 84. Ce troisième courant de recirculation 126 est prélevé entre les deux étages 122A, 122B

à la sortie du réfrigérant intermédiaire 124. Ainsi, le courant 126 présente une pression supérieure à 30 bars et une température sensiblement égale à la température ambiante.

[0093] Le rapport du débit du troisième courant de recirculation au débit total du courant de tête riche en méthane réchauffé 84 issu du premier échangeur thermique 16 est inférieur à 0,15 et est notamment compris entre 0,08 et 0,15.

[0094] Le troisième courant de recirculation 126 est ensuite introduit successivement dans le premier échangeur 16, puis dans le deuxième échangeur 24 pour être refroidi à une température supérieure à -110.5°C.

[0095] Ce courant 128, obtenu après détente dans une vanne de contrôle 129, est ensuite réintroduit en mélange avec la première partie 94 du premier courant de recirculation refroidi 90 entre la vanne de contrôle 95 et la colonne 26.

[0096] Une diminution de la puissance consommée est observée, dont environ 3% est due à la liquéfaction à moyenne pression du troisième courant de recirculation 126.

[0097] Une quatrième installation 130 selon l'invention est représentée sur la figure 5. Cette quatrième installation 130 est destinée à la mise en oeuvre d'un quatrième procédé selon l'invention.

[0098] Le quatrième procédé selon l'invention diffère de la variante du premier procédé selon l'invention en ce qu'il comprend le prélèvement d'un troisième courant de recirculation 126 dans le courant de tête riche en méthane réchauffé 84, comme dans le troisième procédé selon l'invention.

[0099] Comme décrit précédemment pour le procédé de la figure 4, le troisième courant de recirculation 126 est ensuite introduit successivement dans le premier échangeur 16, puis dans le deuxième échangeur 24 pour être refroidi à une température supérieure à -109.7°C.

[0100] Ce courant 128, obtenu après détente dans une vanne de contrôle 129, est ensuite réintroduit en mélange avec la première partie 94 du premier courant de recirculation refroidi 90 entre la vanne de contrôle 95 et la colonne 26.

[0101] Dans cette variante du quatrième procédé, la quasi totalité du premier courant de recirculation refroidi 90 issu du premier échangeur 16 est introduite dans le deuxième échangeur 24. Le débit de la deuxième partie 96 de ce courant représenté sur la figure 5 est quasiment nul.

[0102] Dans cette variante, le deuxième courant de recirculation est alors formé par le quatrième courant de recirculation 136 qui est amené jusqu'à la turbine de détente dynamique 132 pour produire des frigories.

[0103] En outre, la mise en oeuvre de cette variante du procédé selon l'invention ne nécessite pas de prévoir une conduite permettant de dériver une partie du premier courant de recirculation refroidi 90 vers la première turbine 22, de sorte que l'installation 130 peut en être dépourvue.

[0104] Une cinquième installation 150 selon l'invention est représentée sur la figure 6. Cette cinquième installation 150 est destinée à la mise en oeuvre d'un cinquième procédé selon l'invention.

[0105] Cette installation 150 est destinée à l'amélioration d'une unité de production existante de l'état de la technique, telle que décrite par exemple dans le brevet américain US 6 578 379, en conservant la puissance consommée par le deuxième compresseur 32 constante, notamment lorsque la teneur en hydrocarbures en C_2^+ dans le gaz de charge 15 augmente sensiblement.

[0106] Le gaz naturel de charge 15 initial est, dans cet exemple et dans les suivants, un gaz naturel déshydraté et décarbonaté composé principalement de méthane et d'hydrocarbures en C_2^+ , comprenant en moles 0,3499 % d'azote, 89,5642 % de méthane, 5,2579 % d'éthane, 2,3790 % de propane, 0,5398 % de i-butane, 0,6597 % de n-butane, 0,2399 % de i-pentane, 0,1899 % de n-pentane, 0,1899 % de n-hexane, 0,1000 % de n-heptane, 0,0300 % de n-octane, 0,4998 % de CO_2 .

[0107] Dans l'exemple présenté la coupe d'hydrocarbures en C_2^+ possède toujours la même composition qui est celle indiquée dans le Tableau 3 :

TABLEAU 3

Ethane	54,8494	% mole
Propane	24,8173	% mole
i-Butane	5,6311	% mole
n-Butane	6,8815	% mole
i-Pentane	2,5026	% mole
n-Pentane	1,9810	% mole
C6+	3,3371	% mole
Total	100	% mole

[0108] La cinquième installation 150 selon l'invention diffère de la variante 10A de la première installation représentée sur la figure 2 en ce qu'elle comprend un troisième échangeur thermique 152, un quatrième échangeur thermique 154

et un troisième compresseur 134.

[0109] L'installation 150 est en outre dépourvue du refroidisseur à air à la sortie du premier compresseur 28. Le premier refroidisseur à air 30 est situé à la sortie du deuxième compresseur 32.

[0110] Elle comprend cependant un deuxième refroidisseur à air 34 monté à la sortie du troisième compresseur 134.

5 **[0111]** Le cinquième procédé selon l'invention diffère de la variante du premier procédé selon l'invention en ce qu'un courant de prélèvement 158 est prélevé dans le courant de tête riche en méthane 82 entre la sortie de la colonne de séparation 26 et le deuxième échangeur thermique 24.

[0112] Le débit de courant de prélèvement 158 est inférieur à 15 % du débit du courant de tête riche en méthane 82 issu de la colonne 26.

10 **[0113]** Le courant de prélèvement 158 est alors introduit successivement dans le troisième échangeur thermique 152, pour y être réchauffé jusqu'à une première température inférieure à la température ambiante, puis dans le quatrième échangeur thermique 154, pour y être réchauffé jusqu'à sensiblement la température ambiante.

[0114] La première température est en outre inférieure à la température du courant de gaz naturel de charge refroidi 40 alimentant le ballon séparateur 18.

15 **[0115]** Le courant 158 ainsi refroidi est passé dans le troisième compresseur 134 et dans le refroidisseur 34, pour le refroidir jusqu'à la température ambiante avant d'être introduit dans le quatrième échangeur thermique 154 et former un courant de prélèvement comprimé refroidi 160.

[0116] Ce courant de prélèvement comprimé refroidi 160 présente une pression supérieure ou égale à celle du courant de gaz de charge 15. Cette pression est inférieure à 63 bars. Le courant 160 présente une température inférieure à 40°C. Cette température est sensiblement égale à la température du courant de gaz naturel de charge refroidi 40 alimentant le ballon séparateur 18.

[0117] Le courant de prélèvement comprimé refroidi 160 est séparé en une première partie 162 qui est successivement passée dans le troisième échangeur thermique 152 pour y être refroidie jusqu'à sensiblement la première température, puis dans une vanne de contrôle de pression 164 pour former une première partie détendue refroidie 166.

25 **[0118]** Le débit molaire de la première partie 162 représente au moins 4% du débit molaire du courant de gaz naturel de charge 15.

[0119] La pression de la première partie détendue refroidie 166 est sensiblement égale à la pression de la colonne 26.

[0120] Le rapport du débit molaire de la première partie 162 au débit molaire du courant de prélèvement comprimé refroidi 160 est supérieur à 0,25. Le débit molaire de la première partie 162 est supérieur à 4% du débit molaire du courant de gaz naturel de charge 15.

[0121] Une deuxième partie 168 du courant de prélèvement comprimé refroidi est introduite, après passage dans une vanne de détente statique 170, en mélange avec le flux d'alimentation 46 de la première turbine 22 pour former le flux d'alimentation 100 de cette turbine 22.

35 **[0122]** Ainsi, la deuxième partie 168 constitue le deuxième courant de recirculation selon l'invention qui est introduit dans la turbine 22 pour y produire des frigories.

[0123] En variante (non représentée), la deuxième partie 168 est introduite dans le courant de gaz naturel de charge refroidi 40 en amont du ballon séparateur 18, comme représenté sur la figure 3.

[0124] Il est ainsi possible de conserver le deuxième compresseur 32, sans modifier sa taille, pour une installation de production recevant un gaz plus riche en hydrocarbures en C_2^+ , sans dégrader la récupération en éthane.

40 **[0125]** Une sixième installation selon l'invention 180 est représentée sur la figure 7. Cette sixième installation 180 est destinée à la mise en oeuvre d'un sixième procédé selon l'invention.

[0126] Cette sixième installation 180 diffère de la cinquième installation 150 en ce qu'elle comprend en outre un quatrième compresseur 182, une deuxième turbine de détente 132 accouplée au quatrième compresseur 182, et un troisième refroidisseur à air 184.

45 **[0127]** A la différence du cinquième procédé, le courant de prélèvement 158 est introduit, après son passage dans le quatrième échangeur 154, successivement dans le quatrième compresseur 182, dans le troisième refroidisseur à air 184 avant d'être introduit dans le troisième compresseur 134.

[0128] En outre, un courant de dérivation secondaire 186 est prélevé dans la première partie 162 du courant de prélèvement comprimé refroidi 160 avant son passage dans le troisième échangeur 152.

50 **[0129]** Le courant de dérivation secondaire 186 est ensuite convoyé jusqu'à la deuxième turbine de détente 132 pour être détendu jusqu'à une pression inférieure à 25 bars, ce qui abaisse sa température à moins de - 90°C.

[0130] Le courant de dérivation secondaire détendu 188 ainsi formé est introduit en mélange dans le courant de prélèvement 158 avant son passage dans le troisième échangeur 152.

[0131] Le débit du courant de dérivation secondaire est inférieur à 75 % du débit du courant 160 pris à la sortie du quatrième échangeur 154

55 **[0132]** Il est ainsi possible d'augmenter la teneur en C_2^+ dans le courant de charge sans modifier la puissance consommée par le compresseur 32, ni modifier la puissance développée par la première turbine de détente 22, tout en minimisant la puissance consommée par le compresseur 134.

[0133] Une septième installation 190 selon l'invention est représentée sur la figure 8. Cette septième installation est destinée à la mise en oeuvre d'un septième procédé selon l'invention.

[0134] La septième installation 190 diffère de la deuxième installation 110 par la présence d'un troisième échangeur thermique 152, par la présence d'un troisième compresseur 134 et d'un deuxième refroidisseur à air 34, et par la présence d'un quatrième compresseur 182 accouplé à un troisième refroidisseur à air 184. En outre, le quatrième compresseur 182 est couplé à une deuxième turbine de détente 132.

[0135] Le septième procédé selon l'invention diffère du deuxième procédé selon l'invention en ce que le deuxième courant de recirculation est formé par une fraction de prélèvement 192 prise dans le courant de tête riche en méthane comprimé 86, en aval du prélèvement du premier courant de recirculation 88.

[0136] La fraction de prélèvement 192 est ensuite convoyée jusqu'au troisième échangeur thermique 152, après passage dans une vanne 194 pour former une fraction de prélèvement refroidie détendue 196. Cette fraction 196 présente une pression inférieure à 63 bars et une température inférieure à 40 °C.

[0137] Le débit de la fraction de prélèvement 192 est inférieur à 1 % du débit du courant 82 pris à la sortie de la colonne 26.

[0138] Le courant de gaz naturel de charge 15 est séparé en un premier flux de charge 191A convoyé jusqu'au premier échangeur thermique 16 et en un deuxième flux de charge 191B convoyé jusqu'au troisième échangeur thermique 152, par contrôle de débit par la vanne 191C. Les flux de charge 191A, 191 B, après leur refroidissement dans les échangeurs respectifs 16, 152, sont mélangés entre eux à la sortie des échangeurs respectifs 16, et 152 pour former le flux de gaz naturel de charge refroidi 40 avant son introduction dans le ballon séparateur 18.

[0139] Le rapport du débit du flux de charge 191A au débit du flux de charge 191B est compris entre 0 et 0.5.

[0140] La fraction prélevée 196 est introduite dans le premier flux de charge 191A à la sortie du premier échangeur 16 avant son mélange avec le deuxième flux de charge 191 B.

[0141] Un courant de refroidissement secondaire 200 est prélevé dans le courant de tête riche en méthane comprimé 86, en aval du prélèvement de la fraction de prélèvement 192.

[0142] Ce courant de refroidissement secondaire 200 est transféré jusqu'à la turbine de détente dynamique 132 pour être détendu jusqu'à une pression inférieure à la pression de la colonne 26 et fournir des frigories. Le courant de refroidissement secondaire détendu 202 issu de la turbine 132 est ensuite introduit, à une température inférieure à 40°C dans le troisième échangeur 152 pour s'y réchauffer par échange thermique avec les flux 191B et 192 jusqu'à sensiblement la température ambiante.

[0143] Puis, le courant de refroidissement secondaire réchauffé 204 est réintroduit dans le courant de tête riche en méthane 84 à la sortie du premier échangeur 16, avant passage dans le premier compresseur 28.

[0144] En outre, une fraction de recompression 206 est prélevée dans le courant de tête riche en méthane réchauffé 84 en aval de l'introduction du courant de refroidissement secondaire réchauffé 204, puis est passée successivement dans le quatrième compresseur 182, dans le troisième refroidisseur à air 184, dans le troisième compresseur 134, puis dans le deuxième refroidisseur à air 34. Cette fraction 208 est ensuite réintroduite dans le courant de tête riche en méthane comprimé 86 issu du deuxième compresseur 32, en amont du prélèvement du premier courant de recirculation 88.

[0145] Le courant riche en méthane comprimé 86 issu du refroidisseur 30 et recevant la fraction 208 est avantageusement à température ambiante.

[0146] Le septième procédé selon l'invention permet de conserver le compresseur 32 et la turbine 22 identiques lorsque la teneur en éthane et celles des hydrocarbures en C_3^+ dans le gaz de charge augmentent, tout en obtenant une récupération d'éthane supérieure à 99 %.

[0147] En outre, le rendement de ce procédé est amélioré par rapport à celui du sixième procédé selon l'invention, à teneur en hydrocarbures en C_2^+ constante. Ceci est d'autant plus vrai que la teneur en hydrocarbures en C_2^+ dans le gaz de charge est importante.

[0148] Dans une variante (non représentée), la fraction légère 42 issue du ballon séparateur 18 n'est pas divisée. La totalité de cette fraction forme alors le flux d'alimentation de turbine 46 qui est envoyé vers la première turbine de détente dynamique 22.

Revendications

1. Procédé de production d'un courant (12) riche en méthane et d'une coupe (14) riche en hydrocarbures en C_2^+ à partir d'un courant (15) de gaz naturel de charge déshydraté, composé d'hydrocarbures, d'azote et de CO_2 , présentant avantageusement une teneur molaire en hydrocarbures en C_2^+ supérieure à 10 %, le procédé étant du type comprenant les étapes suivantes :

- refroidissement du courant (15) de gaz naturel de charge, avantageusement à une pression supérieure à 40

bars, dans un premier échangeur thermique (16), et introduction du courant de gaz naturel de charge refroidi (40) dans un ballon séparateur (18) ;

- séparation du courant de gaz naturel refroidi (40) dans le ballon séparateur (18) et récupération d'une fraction légère (42) essentiellement gazeuse et d'une fraction lourde (44) essentiellement liquide ;

- formation d'un flux d'alimentation de turbine (46) à partir de la fraction légère (42) ;

- détente dynamique du flux d'alimentation de turbine (46) dans une première turbine de détente (22), et introduction du flux détendu (102) dans une partie intermédiaire d'une colonne de séparation (26) ;

- détente de la fraction lourde (44) et introduction de la fraction lourde (44) dans la colonne de séparation (26), la fraction lourde (44) récupérée dans le ballon séparateur (18) étant introduite dans la colonne de séparation (26) sans passer par le premier échangeur thermique (16) ;

- récupération, au pied de la colonne de séparation (26), d'un courant de pied (80) riche en hydrocarbures en C_2^+ destiné à former la coupe (14) riche en hydrocarbures en C_2^+ ;

- prélèvement en tête de la colonne de séparation (26) d'un courant de tête (82) riche en méthane ;

- réchauffement du courant de tête (82) riche en méthane dans un deuxième échangeur thermique (24) et dans le premier échangeur thermique (16) et compression de ce courant dans au moins un premier compresseur (28) accouplé à la première turbine de détente (22) et dans un deuxième compresseur (32) pour former un courant (12) riche en méthane à partir du courant de tête (86) riche en méthane comprimé ;

- prélèvement dans le courant de tête riche en méthane (82, 84, 86) d'un premier courant (88) de recirculation ;

- passage du premier courant de recirculation (88) dans le premier échangeur thermique (16) et dans le deuxième échangeur thermique (24) pour le refroidir, puis introduction d'au moins une première partie du premier courant de recirculation refroidi (94) dans la partie haute de la colonne de séparation (26) ;

- formation d'au moins un deuxième courant (96 ; 136 ; 168 ; 192) de recirculation obtenu à partir du courant de tête riche en méthane (82) en aval de la colonne de séparation (26) ; **caractérisé en ce que** le procédé comprend les étapes suivantes :

- formation d'un courant (100 ; 136) de détente dynamique à partir du deuxième courant de recirculation (96 ; 136 ; 168 ; 192) et introduction du courant de détente dynamique (100 ; 136) dans une turbine de détente (22 ; 132) pour produire des frigories, et **en ce que** le deuxième courant de recirculation (96) est introduit dans un courant (40 ; 46) situé en aval du premier échangeur thermique (16) et en amont de la première turbine de détente (22) pour former le courant de détente dynamique (100).

2. Procédé selon la revendication 1, **caractérisé en ce que** la formation du flux d'alimentation de turbine (46) comporte la division de la fraction légère (42) en le flux (46) d'alimentation de turbine et en un flux secondaire (48), le procédé comprenant le refroidissement du flux secondaire (48) dans le deuxième échangeur thermique (24) et l'introduction du flux secondaire refroidi dans une partie haute de la colonne de séparation (26).

3. Procédé selon la revendication 1 ou 2, **caractérisé en ce que** le deuxième courant de recirculation (96 ; 168) est mélangé au flux d'alimentation de turbine (46) obtenu à partir du ballon séparateur (18) pour former le courant de détente dynamique (100), la turbine de détente dynamique recevant le courant de détente dynamique (100) étant formée par la première turbine de détente (22).

4. Procédé selon l'une quelconque des revendications précédentes, **caractérisé en ce que** le deuxième courant de recirculation (96 ; 192) est mélangé au courant de gaz naturel refroidi (40), avant son introduction dans le ballon séparateur (18), le courant de détente dynamique (100) étant formé par le flux d'alimentation de turbine (46) formé à partir du ballon séparateur (18).

5. Procédé selon l'une quelconque des revendications précédentes, **caractérisé en ce que** le deuxième courant de recirculation (96) est prélevé dans le premier courant de recirculation (88).

6. Procédé selon l'une quelconque des revendications 1 à 4, **caractérisé en ce qu'il** comprend les étapes suivantes :

- prélèvement d'un courant de prélèvement (158) dans le courant de tête riche en méthane (82), avant son passage dans le premier compresseur (28) et dans le deuxième compresseur (32) ;

- compression du courant de prélèvement (158) dans un troisième compresseur (134),

- formation du deuxième courant de recirculation (168) à partir du courant de prélèvement comprimé issu du troisième compresseur (134), après refroidissement.

7. Procédé selon la revendication 6, **caractérisé en ce qu'il** comprend le passage du courant de prélèvement (158)

dans un troisième échangeur thermique (152) et dans un quatrième échangeur thermique (154) avant son introduction dans le troisième compresseur (134), puis le passage du courant de prélèvement comprimé dans le quatrième échangeur thermique (154), puis dans le troisième échangeur thermique (152) pour alimenter la tête de la colonne de séparation (26), le deuxième courant de recirculation (168) étant prélevé dans le courant de prélèvement comprimé refroidi (160), entre le quatrième échangeur thermique (154) et le troisième échangeur thermique (152).

8. Procédé selon l'une des revendications 6 ou 7, **caractérisé en ce que** le courant de prélèvement (158) est introduit dans un quatrième compresseur (182), le procédé comprenant les étapes suivantes :

- prélèvement d'un courant (186) de dérivation secondaire dans le courant de prélèvement comprimé refroidi (160) issu du troisième compresseur (134) et du quatrième compresseur (182) ;
- détente dynamique du courant de dérivation secondaire (186) dans une deuxième turbine de détente (132) accouplée au quatrième compresseur (182) ;
- introduction du courant (188) de dérivation secondaire détendu dans le courant de prélèvement (158) avant son passage dans le troisième compresseur (134) et dans le quatrième compresseur (182).

9. Procédé selon l'une quelconque des revendications 1 à 4, **caractérisé en ce que** le deuxième courant de recirculation (192) est prélevé dans le courant de tête riche en méthane comprimé (86), le procédé comprenant les étapes suivantes :

- introduction du deuxième courant de recirculation (192) dans un troisième échangeur thermique (152) ;
- séparation du courant de gaz naturel de charge (15) en un premier flux de charge (191A) et en un deuxième flux de charge (191B) ;
- mise en relation d'échange thermique du deuxième flux de charge (191 B) avec le deuxième courant de recirculation (192) dans le troisième échangeur thermique (152)
- mélange du deuxième flux de charge (191 B) après refroidissement dans le troisième échangeur thermique (152) avec le premier flux de charge (191A), en aval du premier échangeur (16) et en amont du ballon séparateur (18).

10. Procédé selon la revendication 9, **caractérisé en ce qu'il** comprend les étapes suivantes :

- prélèvement d'un courant de refroidissement secondaire (200) dans le courant de tête riche en méthane comprimé (86), en aval du premier compresseur (28) et en aval du deuxième compresseur (32) ;
- détente dynamique du courant de refroidissement secondaire (200) dans une deuxième turbine de détente (132) et passage du courant de refroidissement secondaire détendu (202) dans le troisième échangeur thermique (152) pour le mettre en relation d'échange thermique avec le deuxième flux de charge (191 B) et avec le deuxième courant de recirculation (192) ;
- réintroduction du courant de refroidissement secondaire détendu (202) dans le courant riche en méthane (82), avant son passage dans le premier compresseur (28) et dans le deuxième compresseur (32) ;
- prélèvement d'une fraction de recompression (206) dans le courant riche en méthane refroidi (84), en aval de l'introduction du courant de refroidissement secondaire détendu (204) et en amont du premier compresseur (28) et du deuxième compresseur (32) ;
- compression de la fraction de recompression (206) dans au moins un compresseur (182) accouplé à la deuxième turbine de détente (132) et réintroduction de la fraction de recompression comprimée dans le courant riche en méthane comprimé (86) issu du premier compresseur (28) et du deuxième compresseur (32).

11. Procédé selon la revendication 1 ou 2, **caractérisé en ce que** le deuxième courant de recirculation (136) est dérivé à partir du premier courant de recirculation (88), pour former le courant de détente dynamique, le courant de détente dynamique étant introduit dans une deuxième turbine de détente (132) distincte de la première turbine de détente (22), le courant de détente dynamique (138) issu de la deuxième turbine de détente (132) étant réintroduit dans le courant riche en méthane (82) avant son passage dans le premier échangeur thermique (16).

12. Procédé selon la revendication 11, **caractérisé en ce qu'il** comprend les étapes suivantes :

- prélèvement d'une fraction de recompression (140) dans le courant de tête riche en méthane réchauffé (84) issu du premier échangeur thermique (16) et du deuxième échangeur thermique (24) ;
- compression de la fraction de recompression (140) dans un troisième compresseur (134) accouplé à la deuxième turbine de détente (132) ;

- introduction de la fraction de recompression comprimée (142) dans le courant riche en méthane comprimé issu du premier compresseur (28).

13. Procédé selon l'une quelconque des revendications précédentes, **caractérisé en ce qu'il** comprend la dérivation d'un troisième courant de recirculation (126), avantageusement à température ambiante, à partir du courant riche en méthane (82) au moins partiellement comprimé, avantageusement entre deux étages (122A, 122B) du deuxième compresseur (32), le troisième courant de recirculation (126) étant refroidi successivement dans le premier échangeur thermique (16) et dans le deuxième échangeur thermique (24) avant d'être mélangé au premier courant de recirculation pour être introduit dans la colonne de séparation (26).

14. Installation (10; 10A; 110; 120; 130; 150; 180; 190) de production d'un courant (12) riche en méthane et d'une coupe (14) riche en hydrocarbures en C_2^+ à partir d'un courant (15) de gaz naturel de charge déshydraté, composé d'hydrocarbures, d'azote et de CO_2 , et présentant avantageusement une teneur molaire en hydrocarbures en C_2^+ supérieure à 10 %, l'installation étant du type comprenant :

- un premier échangeur thermique (16) pour refroidir le courant de gaz naturel de charge (15) circulant avantageusement à une pression supérieure à 40 bars,
- un ballon séparateur (18),
- des moyens d'introduction du courant de gaz naturel de charge refroidi (40) dans le ballon séparateur (18), le courant de gaz naturel refroidi étant séparé dans le ballon séparateur (18) pour récupérer une fraction légère (42) essentiellement gazeuse et une fraction lourde (44) essentiellement liquide ;
- des moyens de formation d'un flux d'alimentation de turbine (46) à partir de la fraction légère (42) ;
- une première turbine (22) de détente dynamique du flux d'alimentation de turbine (46) ;
- une colonne de séparation (26) ;
- des moyens d'introduction du flux (102) détendu dans la première turbine de détente dynamique (22) dans une partie intermédiaire de la colonne de séparation (26) ;
- un deuxième échangeur thermique (24) ;
- des moyens de détente et d'introduction de la fraction lourde (44) dans la colonne de séparation (26), agencés pour que la fraction lourde (44) récupérée dans le ballon séparateur (18) soit introduite dans la colonne de séparation (26) sans passer par le premier échangeur thermique (16) ;
- des moyens de récupération, au pied de la colonne de séparation (26), d'un courant de pied (80) riche en hydrocarbure en C_2^+ destiné à former la coupe (14) riche en hydrocarbure en C_2^+ ;
- des moyens de prélèvement en tête de la colonne de séparation (26) d'un courant de tête (82) riche en méthane ;
- des moyens d'introduction du courant de tête riche en méthane (82) dans le deuxième échangeur thermique (24) et dans le premier échangeur thermique (16) pour le réchauffer ;
- des moyens de compression du courant de tête riche en méthane comprenant au moins un premier compresseur (28) accouplé à la première turbine (22) et un deuxième compresseur (32) pour former le courant riche en méthane (12) à partir du courant de tête riche en méthane comprimé (86) ;
- des moyens de prélèvement dans le courant de tête riche en méthane (82, 84, 86) d'un premier courant de recirculation (88) ;
- des moyens de passage du premier courant de recirculation (88) dans le premier échangeur thermique (16) puis dans le deuxième échangeur thermique (24) pour le refroidir ;
- des moyens d'introduction d'au moins une partie du premier courant de recirculation refroidi (94) dans la partie haute de la colonne de séparation (26) ;
- des moyens de formation d'au moins un deuxième courant de recirculation (96 ; 136 ; 168 ; 192) obtenu à partir du courant de tête riche en méthane (82) en aval de la colonne de séparation (26) ; **caractérisé en ce que** l'installation comprend:

- des moyens de formation d'un courant de détente dynamique (100 ; 136) à partir du deuxième courant de recirculation (96 ; 136 ; 168 ; 192) ;
- des moyens d'introduction du courant de détente dynamique (100 ; 136) dans une turbine de détente (22 ; 132) pour produire des frigories, et **en ce que** les moyens de formation d'un courant de détente dynamique (100) à partir du deuxième courant de recirculation (96 ; 168 ; 192) comprennent des moyens d'introduction du deuxième courant de recirculation (96 ; 168 ; 192) dans un courant (40 ; 46) circulant en aval du premier échangeur thermique (16) et en amont de la première turbine de détente (22) pour former le courant de détente dynamique (100).

15. Installation (10 ; 10A ; 110 ; 120 ; 130 ; 150 ; 180 ; 190) selon la revendication 14, **caractérisée en ce que** les

moyens de formation du flux d'alimentation de turbine comportent des moyens de division de la fraction légère (42) en le flux (46) d'alimentation de turbine et en un flux secondaire (48), l'installation comprenant des moyens de passage du flux secondaire (48) dans le deuxième échangeur thermique (24) pour le refroidir et des moyens d'introduction du flux secondaire refroidi (52) dans une partie haute de la colonne de séparation (26).

5

Patentansprüche

1. Verfahren zur Herstellung eines methanreichen Stroms (12) und einer an Kohlenwasserstoffen aus C_2^+ reichen Fraktion (14) aus einem dehydratisierten Erdgaszustrom (15), der aus Kohlenwasserstoffen, Stickstoff und CO_2 besteht, der vorteilhafterweise einen Molgehalt an Kohlenwasserstoffen aus C_2^+ höher als 10 % aufweist, wobei das Verfahren von dem Typ mit den folgenden Schritten ist:

- Abkühlen des Erdgaszustroms (15) vorteilhafterweise bei einem Druck höher als 40 bar in einem ersten Wärmetauscher (16) und Einführen des abgekühlten Erdgaszustroms (40) in eine Abscheideflasche (18);
- Trennen des abgekühlten Erdgasstroms (40) in der Abscheideflasche (18) und Wiedergewinnen einer im Wesentlichen gasförmigen leichten Fraktion (42) und einer im Wesentlichen flüssigen schweren Fraktion (44);
- Bilden eines Turbinenspeiseflusses (46) aus der leichten Fraktion (42);
- dynamisches Entspannen des Turbinenspeiseflusses (46) in einer ersten Entspannungsturbine (22) und Einführen des entspannten Flusses (102) in einen Zwischenabschnitt einer Trennkolonne (26);
- Entspannen der schweren Fraktion (44) und Einführen der schweren Fraktion (44) in die Trennkolonne (26), wobei die in der Abscheideflasche (18) wiedergewonnene schwere Fraktion (44) in die Trennkolonne (26) ohne Durchlauf durch den ersten Wärmetauscher (16) eingeführt wird;
- Wiedergewinnen eines an Kohlenwasserstoffen aus C_2^+ reichen Sumpfstroms (80) am Sumpf der Trennkolonne (26), der die an Kohlenwasserstoffen aus C_2^+ reiche Fraktion (14) bilden soll;
- Entnehmen eines methanreichen Kopfstroms (82) am Kopf der Trennkolonne (26); Erhitzen des methanreichen Kopfstroms (82) in einem zweiten Wärmetauscher (24) und im ersten Wärmetauscher (16) und Komprimieren dieses Stroms in mindestens einem ersten Kompressor (28), der mit der ersten Entspannungsturbine (22) gekoppelt ist, und in einem zweiten Kompressor (32) zum Bilden eines methanreichen Stroms (12) aus dem komprimierten methanreichen Kopfstrom (86);
- Entnehmen eines ersten Rückführungsstroms (88) im methanreichen Kopfstrom (82, 84, 86);
- Leiten des ersten Rückführungsstroms (88) durch den ersten Wärmetauscher (16) und den zweiten Wärmetauscher (24), um ihn abzukühlen, dann Einführen mindestens eines ersten Teils des ersten abgekühlten Rückführungsstroms (94) in den oberen Abschnitt der Trennkolonne (26);
- Bilden mindestens eines zweiten Rückführungsstroms (96; 136; 168; 192), der aus dem methanreichen Kopfstrom (82) stromabwärts der Trennkolonne (26) erhalten wird;

dadurch gekennzeichnet, dass das Verfahren die folgenden Schritte umfasst:

- Bilden eines dynamischen Entspannungsstroms (100; 136) aus dem zweiten Rückführungsstrom (96; 136; 168; 192) und Einführen des dynamischen Entspannungsstroms (100; 136) in eine Entspannungsturbine (22; 132), um Kilokalorien zu erzeugen, und dass der zweite Rückführungsstrom (96) in einen Strom (40; 46) eingeführt wird, der stromabwärts des ersten Wärmetauschers (16) und stromaufwärts der ersten Entspannungsturbine (22) liegt, um den dynamischen Entspannungsstrom (100) zu bilden.

2. Verfahren nach Anspruch 1, **dadurch gekennzeichnet, dass** die Bildung des Turbinenspeiseflusses (46) die Unterteilung der leichten Fraktion (42) in den Turbinenspeisefluss (46) und einen sekundären Fluss (48) umfasst, wobei das Verfahren die Abkühlung des sekundären Flusses (48) im zweiten Wärmetauscher (24) und die Einführung des abgekühlten sekundären Flusses in einen oberen Abschnitt der Trennkolonne (26) umfasst.

3. Verfahren nach Anspruch 1 oder 2, **dadurch gekennzeichnet, dass** der zweite Rückführungsstrom (96; 168) mit dem Turbinenspeisefluss (46) vermischt wird, der aus der Abscheideflasche (18) erhalten wird, um den dynamischen Entspannungsstrom (100) zu bilden, wobei die dynamische Entspannungsturbine, die den dynamischen Entspannungsstrom (100) empfängt, durch die erste Entspannungsturbine (22) gebildet ist.

4. Verfahren nach einem der vorangehenden Ansprüche, **dadurch gekennzeichnet, dass** der zweite Rückführungsstrom (96; 192) mit dem abgekühlten Erdgasstrom (40) vor seiner Einführung in die Abscheideflasche (18) vermischt wird, wobei der dynamische Entspannungsstrom (100) durch den Turbinenspeisefluss (46) gebildet wird, der aus

der Abscheideflasche (18) gebildet wird.

5. Verfahren nach einem der vorangehenden Ansprüche, **dadurch gekennzeichnet, dass** der zweite Rückführungsstrom (96) im ersten Rückführungsstrom (88) entnommen wird.

6. Verfahren nach einem der Ansprüche 1 bis 4, **dadurch gekennzeichnet, dass** es die folgenden Schritte umfasst:

- Entnehmen eines Entnahmestroms (158) im methanreichen Kopfstrom (82) vor seinem Durchgang durch den ersten Kompressor (28) und den zweiten Kompressor (32);
- Komprimieren des Entnahmestroms (158) in einem dritten Kompressor (134),
- Bilden des zweiten Rückführungsstroms (168) aus dem komprimierten Entnahmestrom, der aus dem dritten Kompressor (134) stammt, nach der Abkühlung.

7. Verfahren nach Anspruch 6, **dadurch gekennzeichnet, dass** es das Durchleiten des Entnahmestroms (158) durch einen dritten Wärmetauscher (152) und einen vierten Wärmetauscher (154) vor seiner Einführung in den dritten Kompressor (134), dann das Durchleiten des komprimierten Entnahmestroms durch den vierten Wärmetauscher (154), dann den dritten Wärmetauscher (152) umfasst, um den Kopf der Trennkolonne (26) zu speisen, wobei der zweite Rückführungsstrom (168) im abgekühlten komprimierten Entnahmestrom (160) zwischen dem vierten Wärmetauscher (154) und dem dritten Wärmetauscher (152) entnommen wird.

8. Verfahren nach einem der Ansprüche 6 oder 7, **dadurch gekennzeichnet, dass** der Entnahmestrom (158) in einen vierten Kompressor (182) eingeführt wird, wobei das Verfahren die folgenden Schritte umfasst:

- Entnehmen eines sekundären Abzweigungsstroms (186) im abgekühlten komprimierten Entnahmestrom (160), der aus dem dritten Kompressor (134) und dem vierten Kompressor (182) stammt;
- dynamisches Entspannen des sekundären Abzweigungsstroms (186) in einer zweiten Entspannungsturbine (132), die mit dem vierten Kompressor (182) gekoppelt ist;
- Einführen des entspannten sekundären Abzweigungsstroms (188) in den Entnahmestrom (158) vor seinem Durchgang durch den dritten Kompressor (134) und den vierten Kompressor (182).

9. Verfahren nach einem der Ansprüche 1 bis 4, **dadurch gekennzeichnet, dass** der zweite Rückführungsstrom (192) im komprimierten methanreichen Kopfstrom (86) entnommen wird, wobei das Verfahren die folgenden Schritte umfasst:

- Einführen des zweiten Rückführungsstroms (192) in einen dritten Wärmetauscher (152);
- Trennen des Erdgaszustroms (15) in einen ersten Zufluss (191A) und einen zweiten Zufluss (191B);
- Zusammenführen des Wärmeaustauschs des zweiten Zuflusses (191B) mit dem zweiten Rückführungsstrom (192) im dritten Wärmetauscher (152),
- Mischen des zweiten Zuflusses (191B) nach Abkühlung im dritten Wärmetauscher (152) mit dem ersten Zufluss (191A) stromabwärts des ersten Tauschers (16) und stromaufwärts der Abscheideflasche (18).

10. Verfahren nach Anspruch 9, **dadurch gekennzeichnet, dass** es die folgenden Schritte umfasst:

- Entnehmen eines sekundären Abkühlungsstroms (200) im komprimierten methanreichen Kopfstrom (86) stromabwärts des ersten Kompressors (28) und stromabwärts des zweiten Kompressors (32);
- dynamisches Entspannen des sekundären Abkühlungsstroms (200) in einer zweiten Entspannungsturbine (132) und Durchleiten des entspannten sekundären Abkühlungsstroms (202) durch den dritten Wärmetauscher (152) für das Zusammenführen des Wärmeaustauschs mit dem zweiten Zufluss (191B) und mit dem zweiten Rückführungsstrom (192);
- erneutes Einführen des entspannten sekundären Abkühlungsstroms (202) in den methanreichen Strom (82) vor seinem Durchgang durch den ersten Kompressor (28) und den zweiten Kompressor (32);
- Entnehmen einer Nachkompressionsfraktion (206) im abgekühlten methanreichen Strom (84) stromabwärts der Einführung des entspannten sekundären Abkühlungsstroms (204) und stromaufwärts des ersten Kompressors (28) und des zweiten Kompressors (32);
- Komprimieren der Nachkompressionsfraktion (206) in mindestens einem Kompressor (182), der mit der zweiten Entspannungsturbine (132) gekoppelt ist, und erneutes Einführen der komprimierten Nachkompressionsfraktion in den komprimierten methanreichen Strom (86), der vom ersten Kompressor (28) und vom zweiten Kompressor (32) stammt.

11. Verfahren nach Anspruch 1 oder 2, **dadurch gekennzeichnet, dass** der zweite Rückführungsstrom (136) vom ersten Rückführungsstrom (88) abgezweigt wird, um den dynamischen Entspannungsstrom zu bilden, wobei der dynamische Entspannungsstrom in eine zweite Entspannungsturbine (132) eingeführt wird, die von der ersten Entspannungsturbine (22) verschieden ist, wobei der dynamische Entspannungsstrom (138), der von der zweiten Entspannungsturbine (132) stammt, in den methanreichen Strom (82) vor seinem Durchgang durch den ersten Wärmetauscher (16) erneut eingeführt wird.

12. Verfahren nach Anspruch 11, **dadurch gekennzeichnet, dass** es die folgenden Schritte umfasst:

- Entnehmen einer Nachkompressionsfraktion (140) im erhitzten methanreichen Kopfstrom (84), der aus dem ersten Wärmetauscher (16) und dem zweiten Wärmetauscher (24) stammt;
- Komprimieren der Nachkompressionsfraktion (140) in einem dritten Kompressor (134), der mit der zweiten Entspannungsturbine (132) gekoppelt ist;
- Einführen der komprimierten Nachkompressionsfraktion (142) in den komprimierten methanreichen Strom, der aus dem ersten Kompressor (28) stammt.

13. Verfahren nach einem der vorangehenden Ansprüche, **dadurch gekennzeichnet, dass** es die Abzweigung eines dritten Rückführungsstroms (126) vorteilhafterweise bei Umgebungstemperatur aus dem zumindest teilweise komprimierten methanreichen Strom (82) vorteilhafterweise zwischen zwei Stufen (122A, 122B) des zweiten Kompressors (32) umfasst, wobei der dritte Rückführungsstrom (126) nacheinander im ersten Wärmetauscher (16) und im zweiten Wärmetauscher (24) abgekühlt wird, bevor er mit dem ersten Rückführungsstrom vermischt wird, um in die Trennkolonne (26) eingeführt zu werden.

14. Anlage (10; 10A, 110; 120; 130; 150; 180; 190) zur Herstellung eines methanreichen Stroms (12) und einer an Kohlenwasserstoffen aus C_2^+ reichen Fraktion (14) aus einem dehydratisierten Erdgaszustrom (15), der aus Kohlenwasserstoffen, Stickstoff und CO_2 besteht, und der vorteilhafterweise einen Molgehalt an Kohlenwasserstoffen aus C_2^+ höher als 10 % aufweist, wobei die Anlage von dem Typ ist, der umfasst:

- einen ersten Wärmetauscher (16) zum Abkühlen des Erdgaszustroms (15), der vorteilhafterweise mit einem Druck höher als 40 bar zirkuliert;
- eine Abscheideflasche (18),
- Mittel zum Einführen des abgekühlten Erdgaszustroms (40) in die Abscheideflasche (18), wobei der abgekühlte Erdgasstrom in der Abscheideflasche (18) getrennt wird, um eine im Wesentlichen gasförmige leichte Fraktion (42) und eine im Wesentlichen flüssige schwere Fraktion (44) wiederzugewinnen;
- Mittel zum Bilden eines Turbinenspeiseflusses (46) aus der leichten Fraktion (42);
- eine erste Turbine (22) zur dynamischen Entspannung des Turbinenspeiseflusses (46);
- eine Trennkolonne (26);
- Mittel zum Einführen des entspannten Flusses (102) in die erste dynamische Entspannungsturbine (22) in einem Zwischenabschnitt der Trennkolonne (26);
- einen zweiten Wärmetauscher (24);
- Mittel zum Entspannen und Einführen der schweren Fraktion (44) in die Trennkolonne (26), die angeordnet sind, damit die in der Abscheideflasche (18) wiedergewonnene schwere Fraktion (44) in die Trennkolonne (26) ohne Durchgang durch den ersten Wärmetauscher (18) eingeführt wird;
- Mittel zum Wiedergewinnen eines an Kohlenwasserstoff aus C_2^+ reichen Sumpfstroms (80) am Sumpf der Trennkolonne (26), der die an Kohlenwasserstoff aus C_2^+ reiche Fraktion (14) bilden soll;
- Mittel zum Entnehmen eines methanreichen Kopfstroms (82) am Kopf der Trennkolonne (26);
- Mittel zum Einführen des methanreichen Kopfstroms (82) in den zweiten Wärmetauscher (24) und in den ersten Wärmetauscher (16), um ihn zu erhitzen;
- Mittel zum Komprimieren des methanreichen Kopfstroms mit mindestens einem ersten Kompressor (28), der mit der ersten Turbine (22) gekoppelt ist, und einem zweiten Kompressor (32) zum Bilden des methanreichen Stroms (12) aus dem komprimierten methanreichen Kopfstrom (86);
- Mittel zum Entnehmen eines ersten Rückführungsstroms (88) im methanreichen Kopfstrom (82, 84, 86);
- Mittel zum Durchleiten des ersten Rückführungsstroms (88) durch den ersten Wärmetauscher (16), dann den zweiten Wärmetauscher (24), um ihn abzukühlen;
- Mittel zum Einführen zumindest eines Teils des ersten abgekühlten Rückführungsstroms (94) in den oberen Abschnitt der Trennkolonne (26);
- Mittel zum Bilden mindestens eines zweiten Rückführungsstroms (96; 136; 168; 192), der aus dem methanreichen Kopfstrom (82) stromabwärts der Trennkolonne (26) erhalten wird;

- **dadurch gekennzeichnet, dass** die Anlage umfasst:

- Mittel zum Bilden eines dynamischen Entspannungsstroms (100; 136) aus dem zweiten Rückführungsstrom (96; 136; 168; 192);
- Mittel zum Einführen des dynamischen Entspannungsstroms (100; 136) in eine Entspannungsturbine (22; 132), um Kilokalorien zu erzeugen, und dass die Mittel zum Bilden eines dynamischen Entspannungsstroms (100) aus dem zweiten Rückführungsstrom (96; 168; 192) Mittel zum Einführen des zweiten Rückführungsstroms (96; 168; 192) in einen Strom (40; 46), der stromabwärts des ersten Wärmetauschers (16) und stromaufwärts der ersten Entspannungsturbine (22) zirkuliert, umfassen, um den dynamischen Entspannungsstrom (100) zu bilden:

15. Anlage (10; 10A, 110; 120; 130; 150; 180; 190) nach Anspruch 14, **dadurch gekennzeichnet, dass** die Mittel zum Bilden des Turbinenspeiseflusses Mittel zum Unterteilen der leichten Fraktion (42) in den Turbinenspeisefluss (46) und einen sekundären Fluss (48) umfassen, wobei die Anlage Mittel zum Durchleiten des sekundären Flusses (48) durch den zweiten Wärmetauscher (24), um ihn abzukühlen, und Mittel zum Einführen des abgekühlten sekundären Flusses (52) in einen oberen Abschnitt der Trennkolonnen (26) umfasst.

Claims

1. A method for producing a methane-rich stream (12) and a C_2^+ hydrocarbon-rich fraction (14) from a dehydrated feed natural-gas stream (15), consisting of hydrocarbons, nitrogen and of CO_2 , advantageously having a C_2^+ hydrocarbon molar content of more than 10%, the method being of the type comprising the following steps:

- cooling the feed natural-gas stream (15), advantageously at a pressure of more than 40 bars, in a first heat exchanger (16), and introducing the cooled feed natural-gas stream (40) into a separator flask (18);
- separating the cooled natural gas stream (40) in the separator flask (18) and recovering an essentially gaseous light fraction (42) and an essentially liquid heavy fraction (44);
- forming a turbine input flow (46) from the light fraction (42);
- dynamically expanding the turbine input flow (46) in a first expansion turbine (22), and introducing the expanded flow (102) into an intermediate portion of a splitter column (26);
- expanding the heavy fraction (44) and introducing the heavy fraction (44) into the splitter column (26), the heavy fraction (44) recovered in the separator flask (18) being introduced into the splitter column (26) without passing through the first heat exchanger (16);
- recovering, at the foot of the splitter column (26), a C_2^+ hydrocarbon-rich bottom stream (80) intended to form the C_2^+ hydrocarbon-rich fraction (14);
- sampling at the head of the splitter column (26) a methane-rich head stream (82);
- heating up the methane-rich head stream (82) in a second heat exchanger (24) and in the first heat exchanger (16) and compressing this stream in at least one first compressor (28) coupled with the first expansion turbine (22) and in a second compressor (32) in order to form a methane-rich stream (12) from the compressed methane-rich head stream (86);
- sampling in the methane-rich head stream (82, 84, 86) a first recirculation stream (88);
- passing the first recirculation stream (88) into the first heat exchanger (16) and into the second heat exchanger (24) in order to cool it down, and then introducing at least one first portion of the cooled recirculation stream (94) into the upper portion of the splitter column (26);
- forming at least one second recirculation stream (96; 136; 168; 192) obtained from the methane-rich head stream (82) downstream from the splitter column (26);

characterized in that the method includes the following steps:

- forming a dynamic expansion stream (100; 136) from the second recirculation stream (96; 136; 168; 192) and introducing the dynamic expansion stream (100; 136) into an expansion turbine (22; 132) in order to produce frigories; and **in that** the second recirculation stream (96) is introduced into a stream (40; 46) located downstream from the first heat exchanger (16) and upstream from the first expansion turbine (22) in order to form the dynamic expansion stream (100).

2. The method according to claim 1, **characterized in that** the formation of the turbine input flow (46) includes the division of the light fraction (42) into the turbine input flow (46) and into a secondary flow (48), the method comprising

the cooling of the secondary flow (48) in the second heat exchanger (24) and introducing the cooled secondary flow into an upper portion of the splitter column (26).

3. The method according to claim 1 or 2, **characterized in that** the second recirculation stream (96; 168) is mixed with the turbine input flow (46) obtained from the separator flask (18) in order to form the dynamic expansion stream (100), the dynamic expansion turbine receiving the dynamic expansion stream (100) being formed by the first expansion turbine (22).

4. The method according to any one of the preceding claims, **characterized in that** the second recirculation stream (96; 192) is mixed with the cooled natural gas stream (40) before its introduction into the separator flask (18), the dynamic expansion stream (100) being formed by the turbine input flow (46) formed from the separator flask (18).

5. The method according to any of the preceding claims, **characterized in that** the second recirculation stream (96) is sampled in the first recirculation stream (88).

6. The method according to any one of claims 1 to 4, **characterized in that** it comprises the following steps:

- sampling a sampling stream (158) in the methane-rich head stream (82), before its passing into the first compressor (28) and into the second compressor (32);
- compressing the sampling stream (158) in a third compressor (134),
- forming the second recirculation stream (168) from the compressed sampling stream stemming from the third compressor (134), after cooling.

7. The method according to claim 6, **characterized in that** it comprises the passing of the sampling stream (158) into a third heat exchanger (152) and into a fourth heat exchanger (154) before its introduction into the third compressor (134), and then the passing of the compressed sampling stream into the fourth heat exchanger (154), and then into the third heat exchanger (152) in order to feed the head of the splitter column (26), the second recirculation stream (168) being sampled in the cooled compressed sampling stream (160), between the fourth heat exchanger (154) and the third heat exchanger (152).

8. The method according to one of claims 6 or 7, **characterized in that** the sampling stream (158) is introduced into a fourth compressor (182), the method comprising the following steps:

- sampling a secondary diversion stream (186) in the cooled compressed sampling stream (160) from the third compressor (134) and from the fourth compressor (182);
- dynamically expanding the secondary diversion stream (186) in a second expansion turbine (132) coupled with the fourth compressor (182);
- introducing the expanded secondary diversion stream (188) into the sampling stream (158) before its passing into the third compressor (134) and into the fourth compressor (182).

9. The method according to any of claims 1 to 4, **characterized in that** the second recirculation stream (192) is sampled in the compressed methane-rich head stream (86), the method comprising the following steps:

- introducing the second recirculation stream (192) into a third heat exchanger (152);
- separating the feed natural-gas stream (15) into a first feed flow (191A) and into a second feed flow (191B);
- establishing a heat exchange relationship of the second feed flow (191 B) with the second recirculation stream (192) in the third heat exchanger (152)
- mixing the second feed flow (191B) after cooling in the third heat exchanger (152) with the first feed flow (191 A), downstream from the first exchanger (16) and upstream from the separator flask (18).

10. The method according to claim 9, **characterized in that** it comprises the following steps:

- sampling a secondary cooling stream (200) in the compressed methane-rich head stream (86) downstream from the first compressor (28) and downstream from the second compressor (32);
- dynamically expanding the secondary cooling stream (200) in a second expansion turbine (132) and passing the expanded secondary cooling stream (202) into the third heat exchanger (152) for establishing a heat exchange relationship with the second feed flow (191 B) and with the second recirculation stream (192);
- reintroducing the expanded secondary cooling stream (202) into the methane-rich stream (82), before its

passing into the first compressor (28) and into the second compressor (32);

- sampling a recompression fraction (206) in the cooled methane-rich stream (84), downstream from the introduction of the expanded secondary cooling stream (204) and upstream from the first compressor (28) and from the second compressor (32);

- compressing the recompression fraction (206) in at least one compressor (182) coupled with the second expansion turbine (132) and reintroducing the compressed recompression fraction into the compressed methane-rich stream (86) from the first compressor (26) and from the second compressor (32).

11. The method according to claim 1 or 2, **characterized in that** the second recirculation stream (136) is derived from the first recirculation stream (88), in order to form the dynamic expansion stream, the dynamic expansion stream being introduced into a second expansion turbine (132) distinct from the first expansion turbine (22), the dynamic expansion stream (138) from the second expansion turbine (132) being reintroduced into the methane-rich stream (82) before its passing into the first heat exchanger (16).

12. The method according to claim 11, **characterized in that** it comprises the following steps:

- sampling a recompression fraction (140) in the heated-up methane-rich head stream (84) from the first heat exchanger (16) and from the second heat exchanger (24);

- compressing the recompression fraction (140) in a third compressor (134) coupled with the second expansion turbine (132);

- introducing the compressed recompression fraction (142) into the compressed methane-rich stream from the first compressor (28).

13. The method according to any of the preceding claims, **characterized in that** it comprises the diversion of a third recirculation stream (126), advantageously at room temperature, from the at least partly compressed methane-rich stream (82), advantageously between two stages (122A, 122B) of the second compressor (32), the third recirculation stream (126) being successively cooled in the first heat exchanger (16) and in the second heat exchanger (24) before being mixed with the first recirculation stream in order to be introduced into the splitter column (26).

14. A facility (10; 10A ; 110; 120; 130; 150; 180; 190) for producing a methane-rich stream (12) and a C_2^+ hydrocarbon-rich fraction (14) from a dehydrated feed natural-gas stream (15), consisting of hydrocarbons, nitrogen and CO_2 , and advantageously having a C_2^+ hydrocarbon molar content of more than 10%, the facility being of the type comprising:

- a first heat exchanger (16) for cooling the feed natural-gas stream (15) advantageously circulating at a pressure of more than 40 bars,

- a separator flask (18),

- means for introducing the cooled feed natural-gas stream (40) into the separator flask (18), the cooled natural-gas stream being separated in the separator flask (18) for recovering an essentially gaseous light fraction (42) and an essentially liquid heavy fraction (44);

- means for forming a turbine input flow (46) from the light fraction (42);

- a first dynamic expansion turbine (22) for the turbine input flow (46);

- a splitter column (26);

- means for introducing the expanded flow (102) into the first dynamic expansion turbine (22) in an intermediate portion of the splitter column (26);

- a second heat exchanger (24);

- means for expansion and introducing the heavy fraction (44) into the splitter column (26) laid out so that the heavy fraction (44) recovered in the separator flask (18) is introduced into the splitter column (26) without passing through the first heat exchanger (16);

- means for recovering, at the foot of the splitter column (26), a C_2^+ hydrocarbon-rich foot stream (80), intended to form the C_2^+ hydrocarbon-rich fraction (14);

- means for sampling at the head of the splitter column (26) a methane-rich head stream (82);

- means for introducing the methane-rich head stream (82) into the second heat exchanger (24) and into the first heat exchanger (16) for heating it up;

- means for compressing the methane-rich head stream comprising at least one first compressor (28) coupled with the first turbine (22) and a second compressor (32) for forming the methane-rich stream (12) from the compressed methane-rich head stream (86);

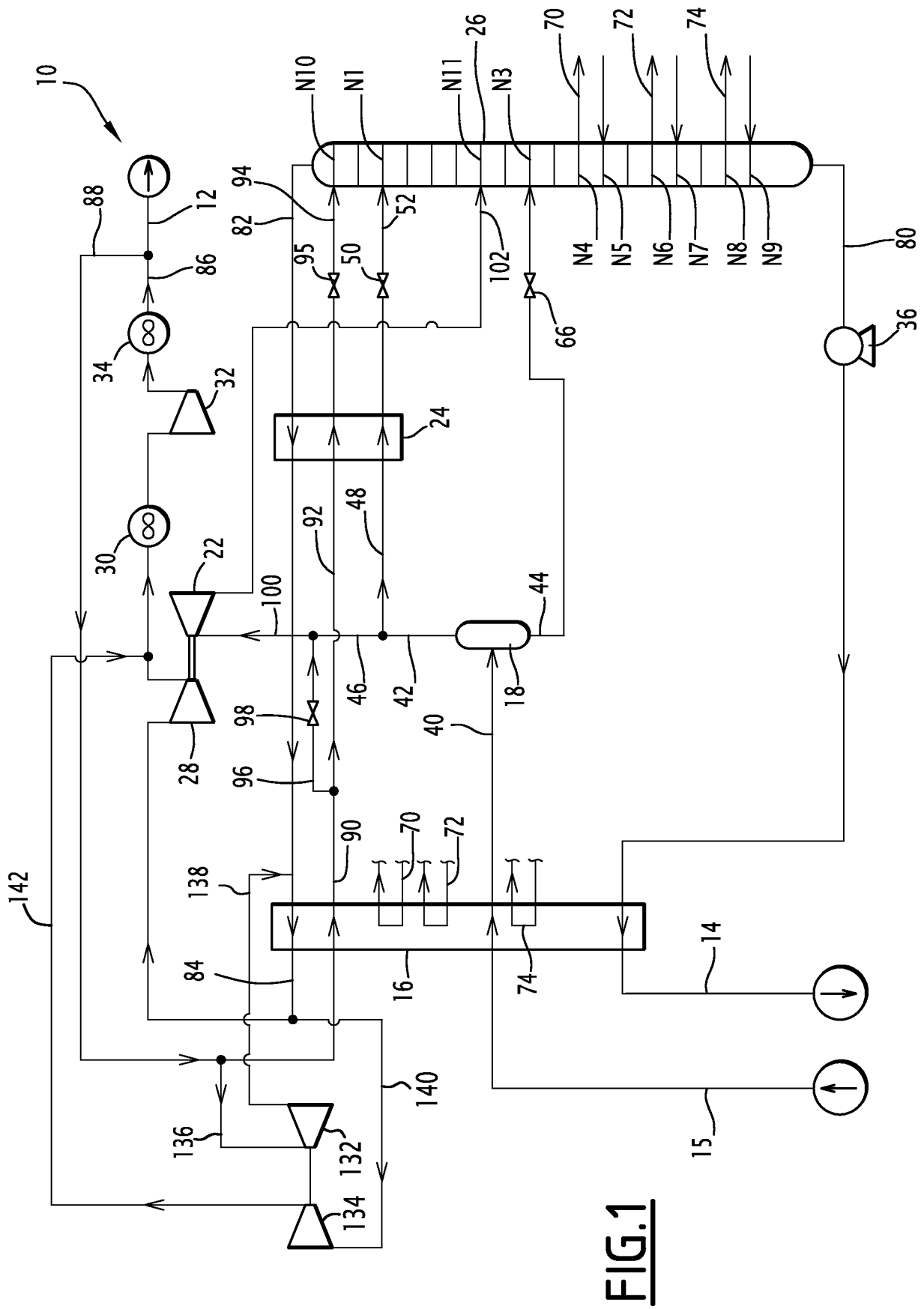
- means for sampling in the methane-rich head stream (82, 84, 86) a first recirculation stream (88);

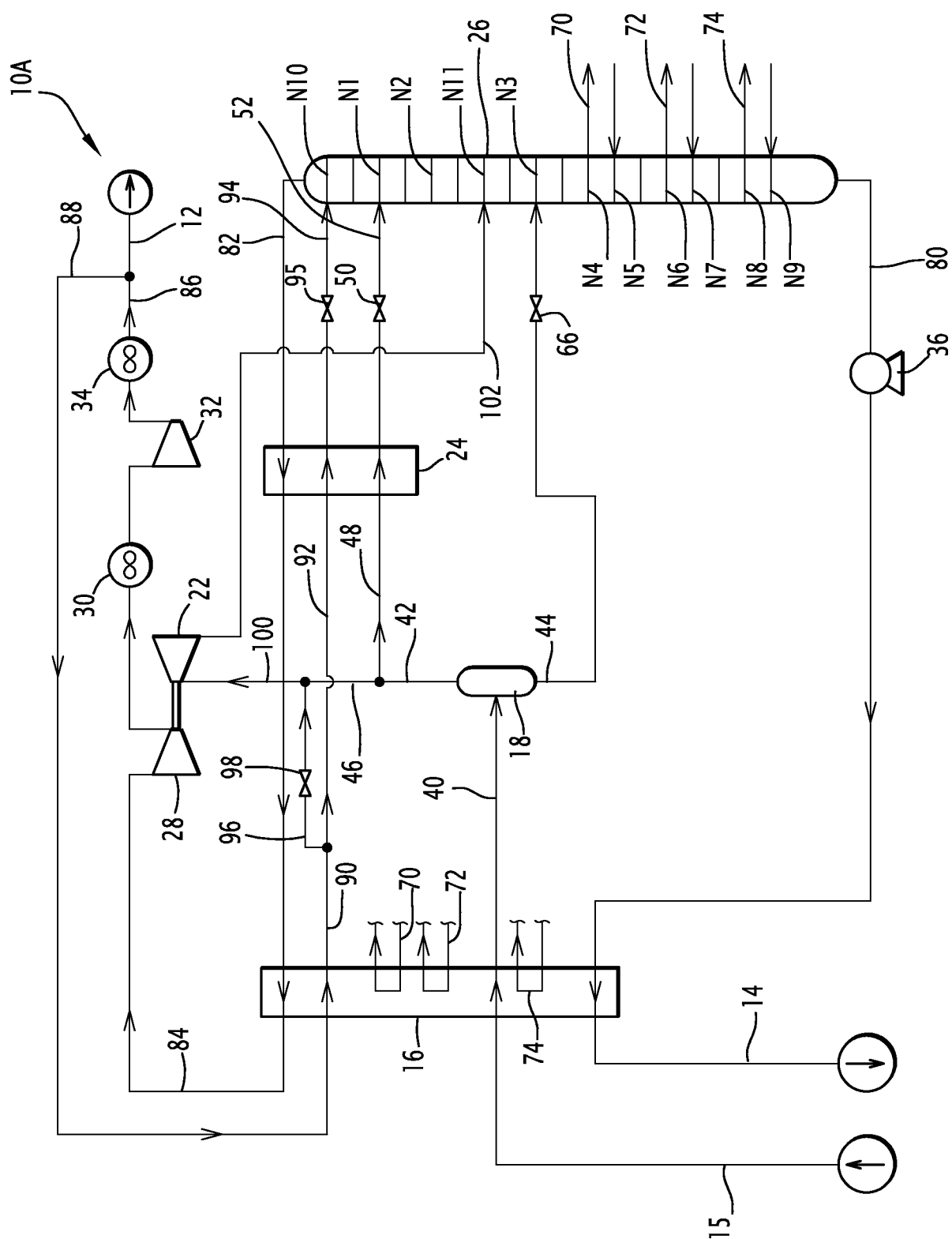
- means for passing the first recirculation stream (88) into the first heat exchanger (16) and then into the second heat exchanger (24) for cooling it down;
- means for introducing at least one portion of the first cooled recirculation stream (94) into the upper portion of the splitter column (26);
- means for forming at least one second recirculation stream (96; 136; 168; 192) obtained from the methane-rich head stream (82) downstream from the splitter column (26);

characterized in that the installation comprises:

- means for forming a dynamic expansion stream (100; 136) from the second recirculation stream (96; 136; 168; 192);
- means for introducing the dynamic expansion stream (100; 136) into an expansion turbine (22; 132) for producing frigories; and **in that** the means for forming a dynamic expansion stream (100) from the second recirculation stream (96; 168; 192) comprise means for introducing the second recirculation stream (96; 168; 192) into a stream (40; 46) circulating downstream from the first heat exchanger (16) and upstream from the first expansion turbine (22) in order to form the dynamic expansion stream (100).

- 15.** The facility (10; 10A; 110; 120; 130; 150; 180; 190) according to claim 14, **characterized in that** the means for forming the turbine input flow include means for dividing the light fraction (42) into the turbine input flow (46) and into a secondary flow (48), the facility comprising means for passing the secondary flow (48) into the second heat exchanger (24) for cooling it down and means for introducing the cooled secondary flow (52) into an upper portion of the splitter column (26).





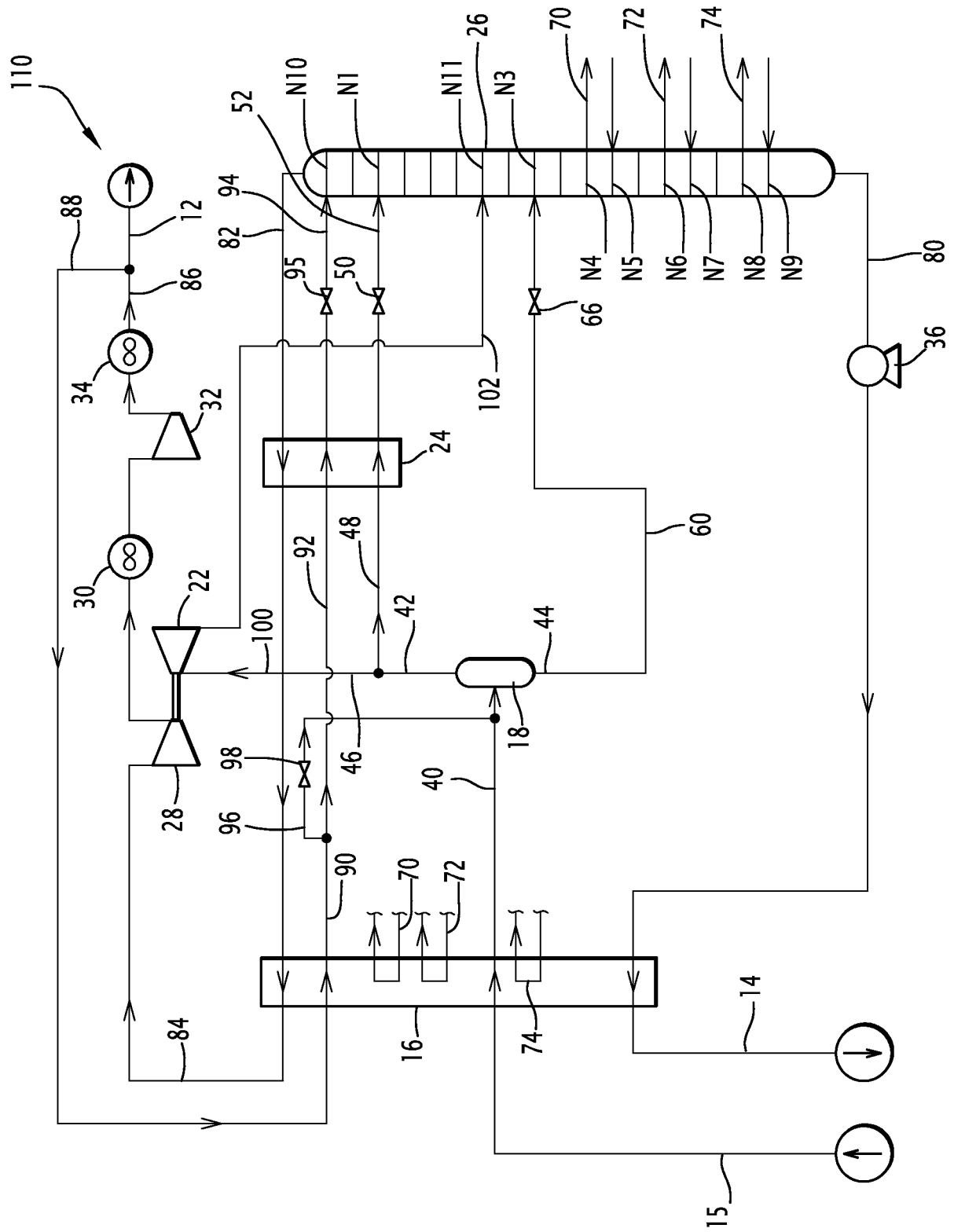


FIG. 3

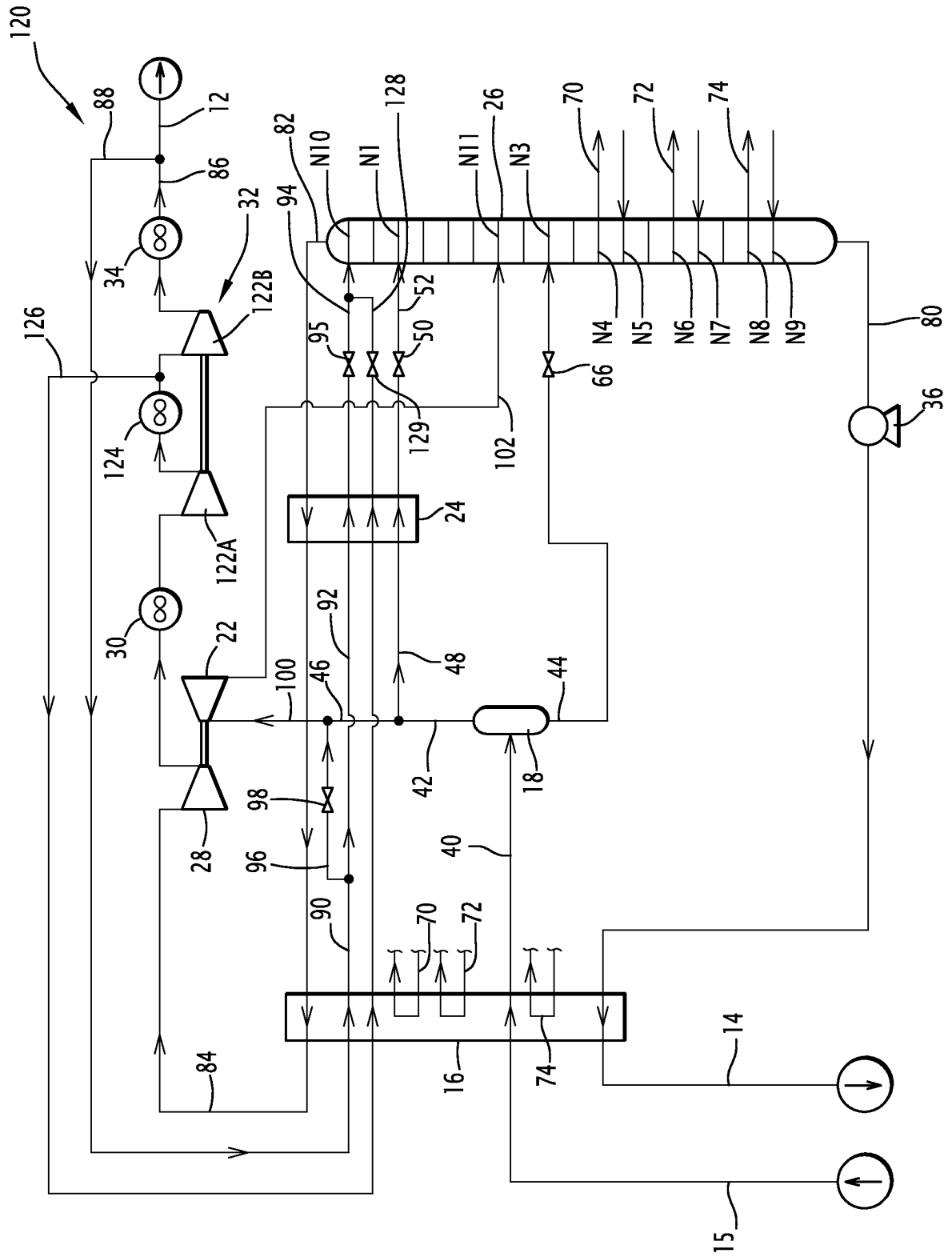


FIG. 4

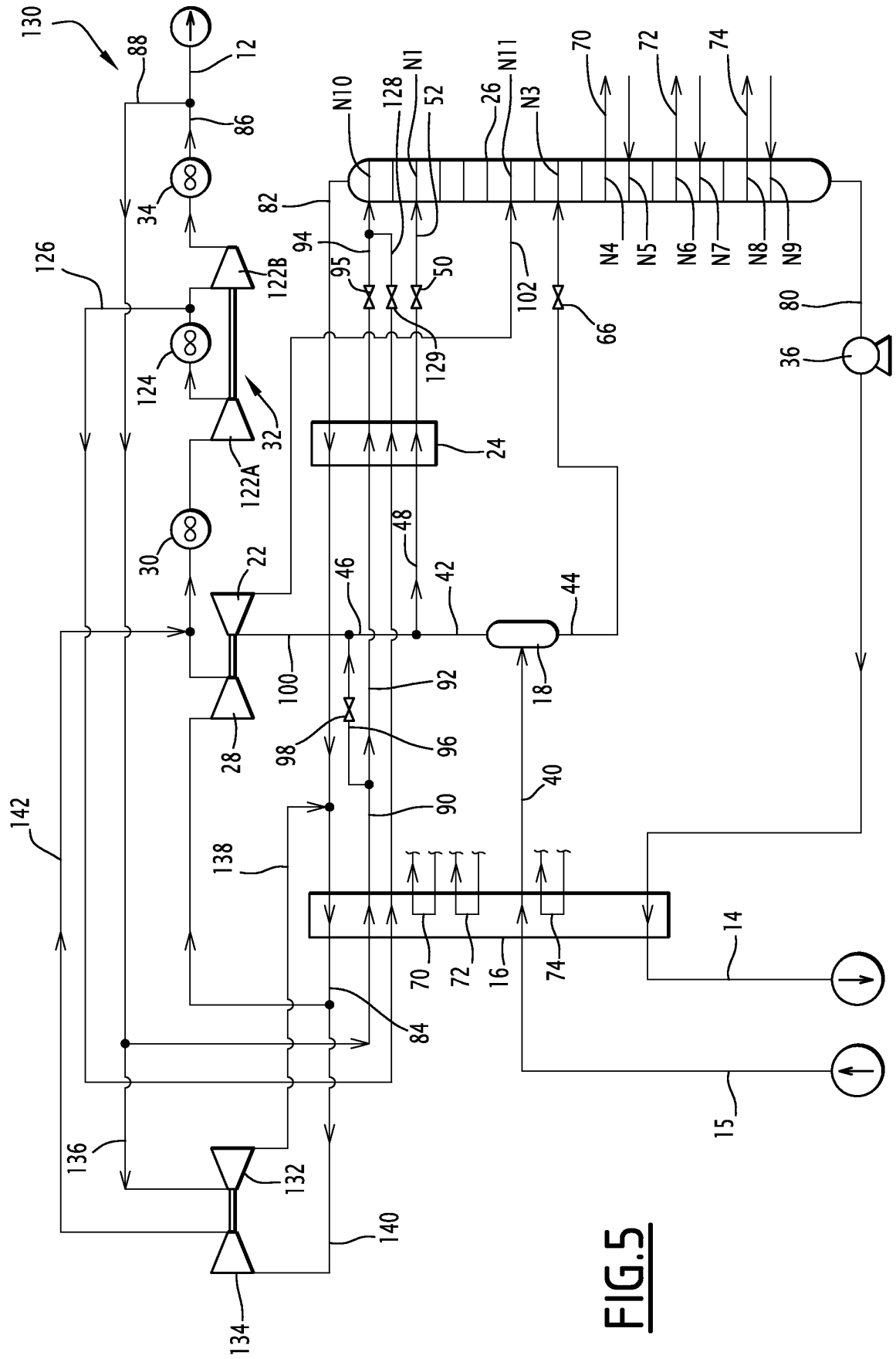
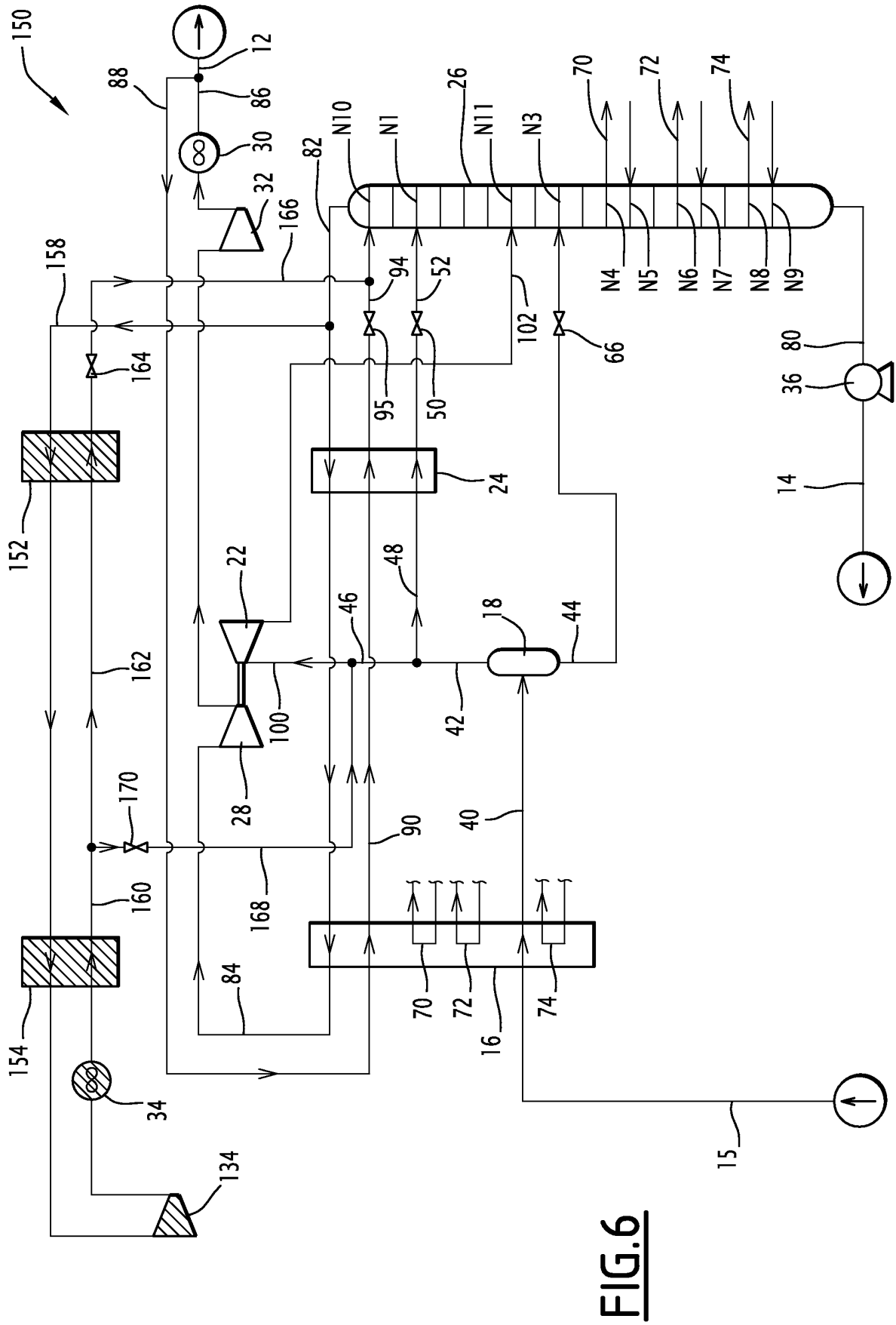


FIG.5



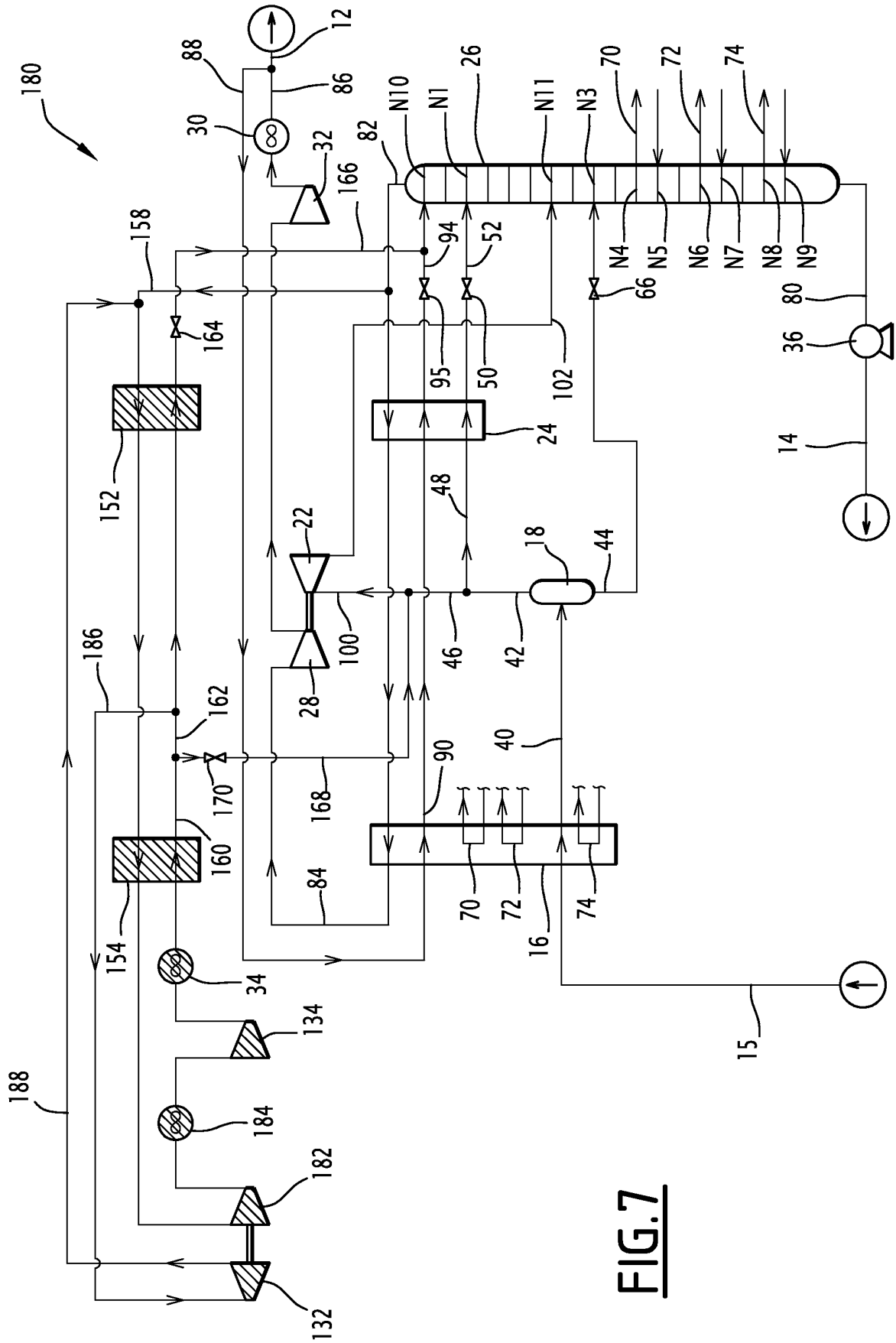
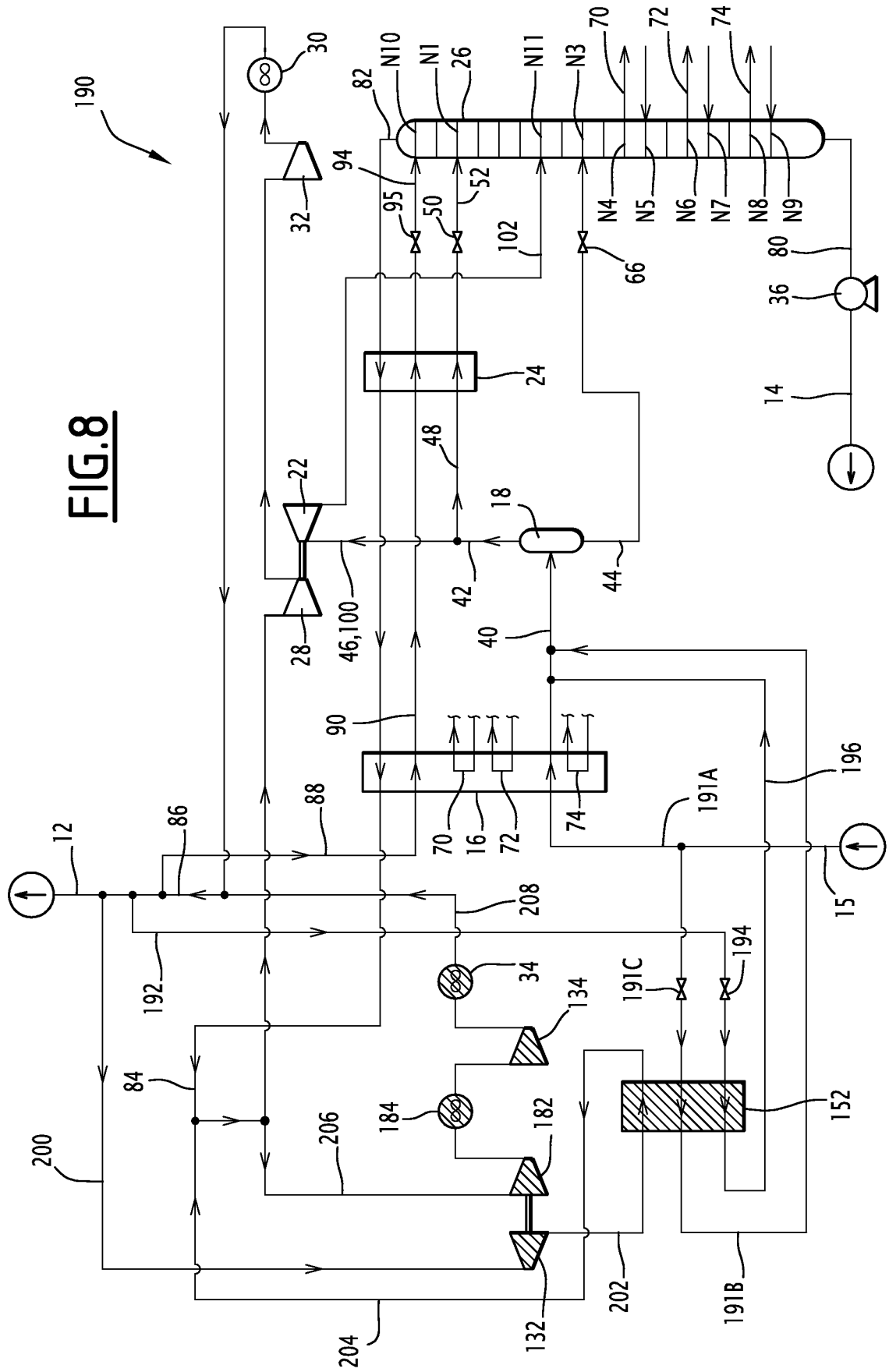


FIG. 7



RÉFÉRENCES CITÉES DANS LA DESCRIPTION

Cette liste de références citées par le demandeur vise uniquement à aider le lecteur et ne fait pas partie du document de brevet européen. Même si le plus grand soin a été accordé à sa conception, des erreurs ou des omissions ne peuvent être exclues et l'OEB décline toute responsabilité à cet égard.

Documents brevets cités dans la description

- US 20080190136 A [0009]
- US 6578379 B [0009] [0105]
- US 20040159122 A [0013]